

UiO : Energi

# Det norske energisystemet mot 2030

KJELL BENDIKSEN | UiO ENERGI



**Design:** Millimeterpress / Sara Nygaard

**ISBN: 978-82-999565-1-2**

# Det norske energisystemet mot 2030

---

**KJELL BENDIKSEN**  
UiO ENERGI  
20/2/2014

# Innhold

<b>Forord</b>	<b>4</b>
<b>1. Bakgrunn</b>	<b>5</b>
<b>2. Norsk innenlands energiforbruk</b>	<b>10</b>
2.1 Sektorvis energiforbruk innenlands	11
2.2 Innenlands energibruk fordelt på energikilder	13
<b>3. Norges energiforsyning</b>	<b>15</b>
3.1. Produksjon av elektrisk kraft	15
3.2 Norsk olje- og gassproduksjon	20
3.3 Annen energiproduksjon	21
3.4 Det nordiske kraftmarkedet og overføringsnettet	24
<b>4. Bærekraftig dekning av Norges fremtidige energiforbruk</b>	<b>28</b>
<b>5. Scenario 1: Fornybar energisatsing</b>	<b>31</b>
5.1 Økt vannkraftproduksjon	32
5.2 Total kraftproduksjon i 2030	37
5.3 Total energiproduksjon for innenlands bruk i 2030	39
5.4 Økt energieffektivitet	39
5.5 Netto sektorvis energieffektivisering korrigert for befolkningsvekst	48
5.6 Omlegging fra fossil til fornybar energibruk	49
5.7 Totalt innenlands energiforbruk i 2030	53
5.8 Konsekvenser for innenlands CO <sub>2</sub> -utslipp	54
<b>6. Scenario 2: Det bærekraftige alternativet</b>	<b>56</b>
6.1 Økt vannkraftproduksjon	56
6.2 Total kraftproduksjon i 2030	56
6.3 Total energiproduksjon for innenlands bruk i 2030	57
6.4 Økt energieffektivitet	57
6.5 Netto sektorvis energieffektivisering korrigert for befolkningsvekst	60
6.6 Omlegging fra fossil til fornybar energibruk	60
6.7 Totalt innenlands energiforbruk i 2030	62
6.8 Konsekvenser for innenlands CO <sub>2</sub> -utslipp	64

<b>7. Scenario 3: «Business as usual» .....</b>	<b>65</b>
7.1 Økt vannkraftproduksjon .....	65
7.2 Total innenlands kraftproduksjon i 2030 .....	65
7.3 Total energiproduksjon for innenlands bruk i 2030 .....	66
7.4 Økt energieffektivitet .....	66
7.5 Netto sektorvis energieffektivisering korrigert for befolkningsvekst .....	68
7.6 Omlegging fra fossil til fornybar energibruk .....	68
7.7 Totalt innenlands energiforbruk i 2030 .....	70
7.8 Konsekvenser for innenlands CO2-utslipp .....	71
<b>8. Hovedtrekk i energisystemets utvikling mot 2030 .....</b>	<b>72</b>
8.1 Fornybar energiforsyning .....	72
8.2 Innenlands energiforbruk .....	74
<b>9. Sammendrag og konklusjoner .....</b>	<b>76</b>
<b>10. Referanser .....</b>	<b>80</b>
<b>Vedlegg 1: Beregning av energieffektivisering i transportsektoren .....</b>	<b>83</b>
<b>Vedlegg 2: Tabeller .....</b>	<b>86</b>

## Forord

Denne rapporten er den første i en ny serie fra UiO Energi om energispørsmål. Formålet med serien er å bidra til kunnskap og debatt om bærekraftig energi og energipolitikk.

Den norske energisituasjonen er spesiell. Over halvparten av innlands forbruk dekkes av fornybar energi. Elektrisitetsforsyningen er helt basert på vannkraft. Baksiden av medaljen er at vi har et av verdens høyeste energiforbruk per innbygger.

Rapporten presenterer tre mulige scenarier for et mer bærekraftig energi-Norge i 2030. Scenariene er basert på en analyse av dagens system, utviklingspotensial og myndighetenes mål og tiltak på området. Det første prioriterer økt fornybar energiproduksjon. Det bærekraftige scenariet fokuserer på vår hovedutfordring – reduksjon av fossil energibruk – ved effektivisering og omlegging til fornybar energi. Det tredje scenariet belyser konsekvensene av «business as usual».

Rapporten behandler energisystemet – produksjon, distribusjon og forbruk – som en helhet. Det gjør det mulig å belyse indre sammenhenger i systemet. Effekten av økt fornybar produksjon kan analyseres i forhold til pris og miljøkonsekvenser, men også ut fra de muligheter det gir for å redusere fossil energibruk, elektrifisere transportsektoren eller eksportere vannkraft. Tilsvarende kan virkningen av effektivisering og energiomlegging på elektrisitetsbehov og eksportkapasitet klargjøres.

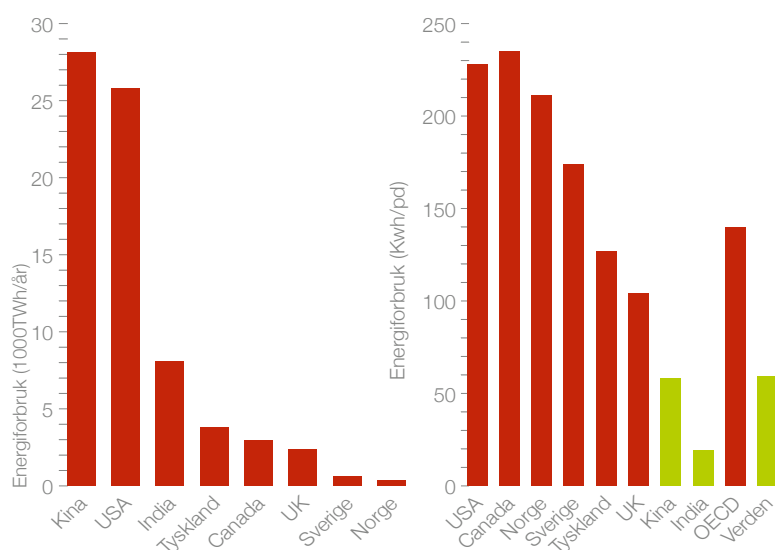
Jeg vil takke Anders Elverhøi for mange fruktbare diskusjoner og gode råd underveis. Han har som redaktør av UiO Energis rapportserie vært en sterk pådriver for at rapporten ble til. Jeg vil også takke Sverre Aam og Martin Kirkengen for kritisk gjennomgang av manuskriptet og mange konstruktive innspill og forbedringer.

# 1. Bakgrunn

Verdens energiforbruk har vokst eksponentielt det siste hundreåret. Det har vært avgjørende for utviklingen av dagens velferdssamfunn og levestandard i OECD-området. Det store flertall av jordens befolkning lever imidlertid fortsatt på eksistensminimum og må klare seg med en liten brøkdel av vårt energiforbruk. Over 1,2 milliarder mennesker har ikke en gang tilgang på elektrisitet [1–2].

Energi er en handelsvare som produseres og omsettes globalt. Statistikk over energitilgang, forbruk og CO<sub>2</sub>-utslipp presenteres vanligvis for land, kontinenter eller verden som helhet. Det er nødvendig for å forstå hvordan energiproduksjon, forbruk, vekst og CO<sub>2</sub>-utslipp fordeler og endrer seg globalt. Denne fremstillingsmåten kan imidlertid tilslore at utfordringen er *totalt*; hvordan skaffe nok energi til alle, samtidig som utslippene kuttes til et forsvarlig nivå.

Som David McKay påpeker [4], er det mer klargjørende og rettferdig å sammenligne energiforbruk og CO<sub>2</sub>-utslipp *per innbygger* i et land eller en region over en gitt periode. Som det fremgår av Figur 1 blir bildet da et helt annet, og nasjonale ulikheter og behov kommer klarere frem. Selv om Kina i dag har høyere energiforbruk enn USA [1], er energiforbruket *per innbygger* bare vel 1/5 av USAs. Som vist i Figur 1 (til høyre) forbruker hver enkelt nordmann fire ganger mer energi enn en verdensborger og ti ganger mer enn en inder. Det frem-



**Figur 1** Total primær brutto energitilførsel i utvalgte land; totalt per år til venstre, per innbygger per dag til høyre (SSB 2010[8])

går ikke ved sammenligning av landenes totale energiforbruk (Figur 1, til venstre). Høyre figur demonstrerer klart hvorfor dette bildet nå er i rask endring, og energiforbruket i verden utenfor OECD-området kommer til å øke kraftig fremover.

Kina har doblet energiforbruket på bare 10 år, og det er nå en tilsvarende utvikling i stadig flere land. De fleste prognoser viser derfor kraftig vekst i det globale energibehovet fremover. Den kan i følge Det internasjonale energibyrået (IEA) [1] bli på over 40 % mot 2035, selv når det forutsettes omfattende energieffektivisering. Vel 80 % av det globale energiforbruket dekkes i dag av fossile kilder, og andelen synker meget langsomt. Selv i de mest optimistiske scenariene, med en massiv utbygging av fornybare energikilder og kjernekraft, vil størstedelen av Kina, India og Brasils energibehov fremover dekkes av kull og olje. IEA anslår i sitt «Current policy scenario» at det kan føre til at CO<sub>2</sub>-utslippene øker med over 40 % på bare et par tiår [1]. Dette er ikke en utvikling mot et mer bærekraftig system. Utslippene må kuttes drastisk, til under en tidel av dagens nivå mot slutten av dette århundret hvis den globale oppvarmingen skal begrenses til ca. 2 °C, i følge Det internasjonale klimapanelet (IPCC).

Det er mange ulike definisjoner og tolkninger av begrepet bærekraftig, også i energisammenheng. I denne rapporten defineres «bærekraftig energisystem» med utgangspunkt i Brundtland-rapporten som et energisystem basert på bærekraftige ressurser som sikrer dagens behov uten å forringe klima, miljø og fremtidige generasjoners muligheter for å tilfredsstille sine behov. Det må i praksis baseres på fornybare energikilder, gass- eller kullkraft med CO<sub>2</sub>-håndtering, kjernekraft, økt energieffektivitet og lavere forbruk i OECD-området. Det fordrer at elektrisitet, produsert på en bærekraftig måte, får større andel av energiforsyningen. Det er for de fleste land en gigantisk utfordring, ikke bare økonomisk og teknologisk, men også politisk.

### Norges energisituasjon

Det norske energisystemet er unikt i global sammenheng. Halvparten av innenlands energibruk dekkes av elektrisitet, praktisk talt helt basert på fornybar vannkraft. Samtidig har Norge rike olje- og gassressurser og er en storprodusent og eksportør av olje og naturgass.

Elektrifiseringen av Norge startet meget tidlig i global sammenheng, allerede i 1880-årene. Det var to historiske vekstepoker i vannkraftutbyggingen, den første fra forrige århundreskifte og frem mot 1930, den andre fra like etter andre verdenskrig til bortimot 1990. Rik tilgang på billig vannkraft var svært viktig for industrireisingen i den første epoken. Den tiltrakk utenlandsk kapital, fra Birkeland



og Eides tid, og var en hovedforutsetning for oppbyggingen av norsk metallurgisk og elektrokjemisk industri [5]. Det fikk avgjørende betydning for Norges utvikling mot en moderne velferdsstat.

Petroleumsvirksomheten har etter hvert fått en stadig mer dominerende stilling i norsk økonomi. Etter den spede starten på Ekofisk i 1971 fulgte en rekke store funn og feltutbygginger. Parallelt med utviklingen på sokkelen var det en rask norsk kompetanseoppbygging og teknologiutvikling, fra Statoils overtakelse av driftsansvaret for Statfjordfeltet til utviklingen av undervannssystemer for flerfase rørtransport av olje og gass. Det vokste frem en norsk leverandørindustri innenfor hele petroleumsvirksomheten, som i dag er globalt ledende på undervannsteknologi, med en omsetning på over 200 mrd.kr årlig. Petroleumsvirksomheten har gitt en eventyrlig verdiskaping og avkastning, som kommer hele det norske samfunnet til gode. Den har etter hvert fått meget stor betydning for norsk økonomi, med et oljefond på over 5000 mrd.kr (2013) og over 200 000 direkte og indirekte sysselsatte mange steder i Norge [6,14].

En forskyvning av de ulike energikildenes relative betydning og pris mellom olje, gass, kull, fornybare og kjernekraft vil få stor betydning både for verdensøkonomien og for norsk økonomi. Den såkalte «skiferrevolusjonen» ventes å føre til at i USA i løpet av få år blir selvforsynt med naturgass og olje, og etter hvert også blir en betydelig nettoeksportør av fossil energi. Lokal skifergasskraft er meget konkurransedyktig og akselererer utfasingen av gamle kullkraftverk. Det har ført til at USA er blitt en stor kulleksportør og at landets importterminaler for flytende naturgass (LNG) nå snus og blir eksportterminaler for LNG til markedene i Sydøst-Asia, hvor gassprisen er flere ganger høyere enn i USA [1]. Den globale utviklingen på energimarkedene, skifergassrevolusjonen spesielt, forventes derfor å påvirke Norge økonomisk og politisk.

Disse problemstillingene vil ikke bli nærmere berørt i det følgende, hvor hovedvekten er på Norges energiforsyning innenlands i et bærekraftig og teknologisk perspektiv, ikke på vår eksportrettede olje- og gassvirksomhet. Uavhengig av hvilken politikk som legges til grunn, vil det være tre forhold som dominerer utviklingen på energisektoren i Norge de neste tiår:

1. Olje- og naturgassvirksomheten blir fortsatt meget viktig for norsk økonomi
2. Vannkraften dekker elektrisitetsbehovet i normalår
3. Det nordiske kraftmarkedet blir nordeuropeisk

Hensikten med denne studien er å klargjøre forutsetningene og mulighetene for å skape et bærekraftig norsk energisystem, basert på en analyse av dagens system, teknologiutvikling, markeds-situasjon, drivkrefter, politiske tiltak og virkemidler. Norge har i internasjonal sammenheng allerede en usedvanlig høy andel fornybar energi av totalt innenlands energiforbruk (fornybarandel), i følge SSB på 65 % i 2012 [8]. Regjeringens mål om å øke denne til 67,5 % innen 2020 er dermed nesten oppfylt. Sveriges mål er til sammenligning 49,5 %, det høyeste i EU (som har 20 % i gjennom-snitt), mens det for Danmark er 30 % innen 2020 [6,30].

Norges kraftforsyning er altså ikke noe problem i denne sammenheng, den er allerede fornybar. Vår utfordring er å få til store kutt i fossil energibruk ved effektivisering og omlegging til fornybar energi, i hovedsak elektrisk kraft og bioenergi, jf. kap.4. Studien ser spesielt på mulighetene for å skape en «renere» transportsektor basert på ny batteriteknologi, biodrivstoff og hydrogen. Det vil medføre økt behov for fornybar kraft, som imidlertid delvis dempes ved økt energieffektivisering.

Studien har et tidsperspektiv mot 2030. Bakgrunnen for det er at utviklingen frem mot 2020 forventes å være drevet av politiske tiltak, spesielt med hensyn til sertifikatmarkedet og energieffektivisering. En utvidelse av det nordiske kraftmarkedet til et nordeuropeisk marked vil skape nye utfordringer med hensyn til innfasing av store mengder variabel fornybar energi i kraftnettet; overføringskabler, «monstermaster», storskala energilagring, osv. Det vil tidvis også føre til kraftoverskudd og lave priser. Det gjelder først og fremst spotprisen, men også langsiktige to-tre års kontrakter prises i dag lavt. Sammen med en svært lav kvotepris på CO<sub>2</sub>, har det paradoksalt nok ført til at kullkraft for tiden utkonkurrerer gasskraft i Tyskland og at CO<sub>2</sub>-utslippene der øker, tross satsingen på vind- og solkraft. Utfasing av all tysk kjernekraft<sup>1</sup> i 2022 ventes imidlertid å føre til høyere kraftpriser og igjen en mer markedsdrevet utvikling. Dette, sammen med de positive forventningene til teknologi- og kostnadsutvikling, nullenergibygg, etc., som først får full effekt etter 2020, tilsier en lengre tidshorisont, mot 2030.

Selv om energimarkedene i stigende grad henger sammen nasjonalt, regionalt og globalt, vil det fortsatt være formålstjenlig å skille mellom innenlands energiforbruk og energiforsyning og den eksportrettede olje- og gassvirksomheten. Denne studien

---

<sup>1</sup> Ca. 100 TWh/år

begrenser seg til norsk *innenlands* forbruk av energi og bærekraftig dekning av dette. Den omhandler kun olje- og gassproduksjonen som del av det innenlandske energibildet, jf. kap.3.

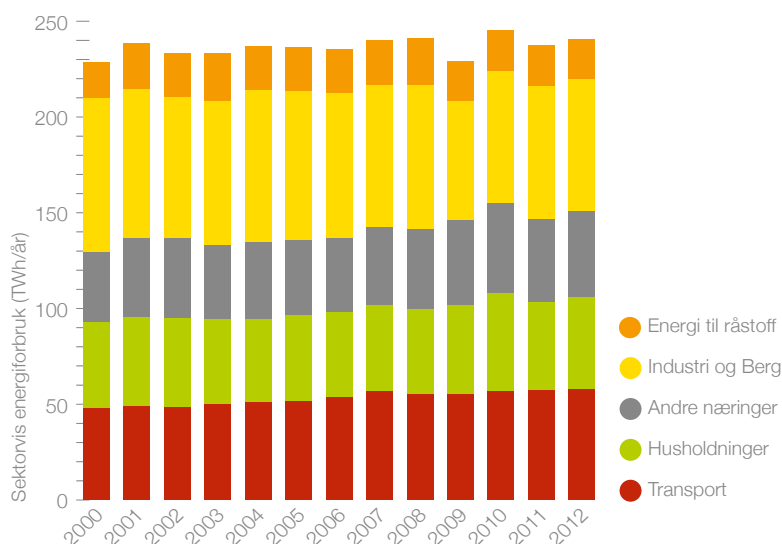
## 2. Norsk innenlands energiforbruk

Det totale nettoforbruket av energi har – som vist i figur 2 – vært relativt stabilt de siste 10 år, 210–220 TWh/år, eksklusive energi til råstoff, med en svak nedgang i 2011, i følge SSB [8].

Denne studien legger SSBs energistatistikk til grunn og følger i hovedsak SSBs sektorvise inndeling i transport, private husholdninger, industri og bergverk, energi brukt som råstoff og andre næringer<sup>2</sup>. Det er vanlig å skille mellom tre typer nasjonalt energiforbruk, som vist i figur 3. Først total brutto energitilgang for innenlands bruk, som i følge SSB [8] var ca. 321 TWh i 2011 (venstre søyle). Det inkluderer ca. 60 TWh/år i energisektorene (olje-, gass- og kullutvinning, raffinerier og pumpekraft), energi til råstoff (22 TWh/år), svinn, etc.

Dernest totalt netto forbruk, eksklusive energisektorene, svinn og statistiske feil, på ca. 238 TWh (midtre søyle) og netto sluttforbruk eksklusive energivarer brukt som råstoff, på vel 216 TWh (høyre søyle), jf. tabell 1. Som det fremgår av figur 3, består over halvparten

**Figur 2** Norsk netto innenlands energiforbruk inklusive energi til råstoff (TWh/år; 2000–11)



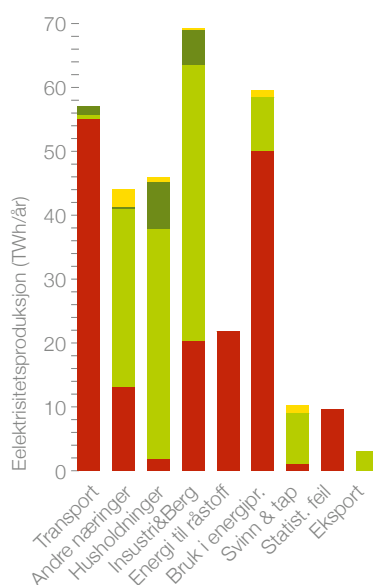
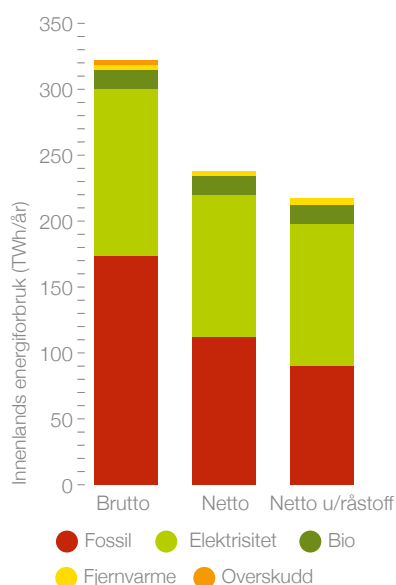
<sup>2</sup> Andre næringer omfatter jordbruk, fiske, bygg og anlegg, tjenesteyting, inkl. forsvar

av total netto energitilgang av fossil energi (rødt<sup>3</sup>). Fornybarandelen kan derfor variere betydelig, fra 65 til 46 % avhengig av hvilket energiforbruk som legges til grunn. I denne rapporten baseres den på SSBs beregningsmåte, jf. kap.3. Som nevnt, har Norge i internasjonal sammenheng en meget høy fornybarandel uansett beregningsmåte, i følge SSB på 65 % i 2012 [8].

## 2.1 Sektorvis energiforbruk innenlands

Forbruket av energi fordelte seg i 2011 sektorvis som vist i figur 4, med 57 TWh på transport, 69 TWh i industri og bergverk, 44 TWh i andre næringer, 46 TWh i husholdningene, 22 TWh til råstoff, 60 TWh til forbruk i energinæringer og omvandling (f.eks. til fjernvarme), i følge SSB [8].

Det var i tillegg et svinn på ca. 10 TWh, inkludert tap i overføringsnettene på vel 8 TWh, og såkalte statistiske feil på ca. 10 TWh. Netto krafteksport var på vel 3 TWh i 2011. Fremstilles dette som sektorvis forbruk *per person per dag*, gir det som vist i figur 5 et klarere bilde av hvor mye energi vi faktisk bruker til forskjellige nyttige og unyttige formål. Hver enkelt av oss bruker *hver dag* i gjennomsnitt ca. 26 kWh

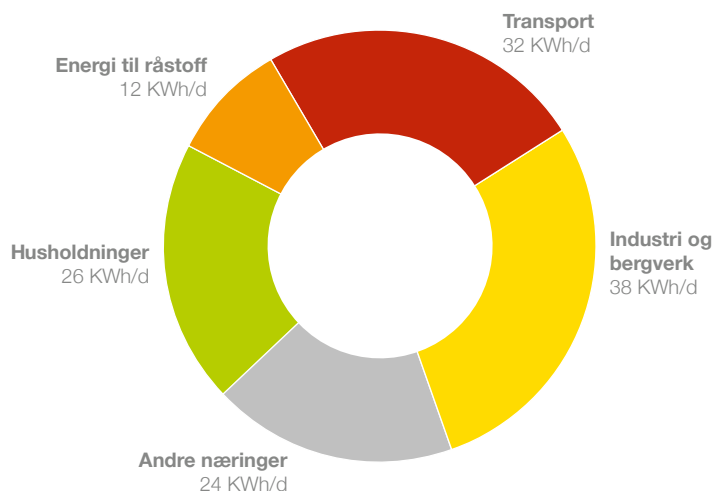


**Figur 3** Norsk innenlands energiforbruk; brutto energitilgang (til venstre), netto sluttforbruk inkl. energivarer brukt som råstoff (midten) og ekskl. energivarer til høyre (SSB 2011[8])

**Figur 4** Sektorvis innenlands netto energiforbruk (TWh/år; 2011)

<sup>3</sup> Fossil energi merkes i denne rapporten generelt rødt og fornybar energi grønt

hjemme, 32 kWh til transport, 38 kWh i industri og bergverk, og 24 kWh i andre næringer. Vårt forbruk på 26 kWh om dagen hjemme tilsvarer en varmeovn på vel 1kW som står på 24 timer i døgnet, hele året, noe som ikke virker umiddelbart avskrekkende. Men det blir faktisk 9 500 kWh på et år og for en gjennomsnittsfamilie på fire, hele 38 000 kWh årlig. I tillegg bruker vi tilsvarende nok en varmeovn på 1,3 kW til transport. Og endelig kommer det forbruket vi personlig ikke ser, som går til industri, varer, kontor, skole, sykehus, osv. på til sammen 62 kWh/d, eller nok en varmeovn på hele 2,5 kW. Totalt blir det 132 kWh nettoforbruk<sup>4</sup> pr. person pr. dag inklusive, og 120 kWh eksklusive, energi brukt til råstoff. Tar vi også med forbruk i energiproduksjon og omvandling, svinn, o.l. – alt det vi ikke direkte ser – blir det et forbruk på hele 180 kWh pr. person pr. dag, eller 65 000 kWh på et år, som i internasjonal sammenheng er meget høyt. Det totale nettoforbruket fordelt på hver enkelt nordmann på 132 kWh pr. dag adderer seg da til 48 200 kWh i året, og for en gjennomsnittsfamilie på fire til hele 192 800 kWh årlig.



**Figur 5** Norsk netto innenlands energiforbruk per person per dag (kWh/pd – 2011)

<sup>4</sup> Netto energiforbruk defineres som total innenlands sluttbruk, med eller uten energi brukt til råstoff, men eksklusive forbruk i energiproduksjon og -omvandling, svinn, o.l. Brutto energiforbruk inkluderer alt dette

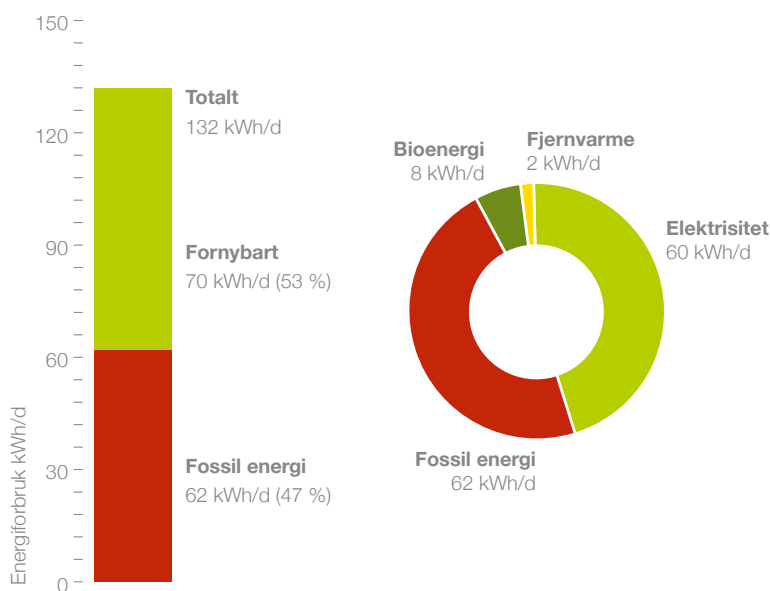
## 2.2 Innenlands energibruk fordelt på energikilder

Det norske nettoforbruket dekkes, som vist i figur 6–7, av ca. 47 % fossil energi (rød) og 53 % fornybar energi (grønn); herav 45 % elektrisk kraft, 8 % bioenergi og fjernvarme.

Det betyr at gjennomsnittsnordmannen, som vist i figur 6, dekker over halvparten av sitt daglige energiforbruk med 70 kWh fornybar energi, hvorav vannkraften utgjør knapt 85 %.

Ser vi nærmere på hvor energien som brukes i hver sektor kommer fra, finner vi to ytterligheter. Som det fremgår av figur 7, er fossilandelen størst i transportsektoren med hele 96 % og minst i husholdninger med bare 4 %, mens andelen innen industri og bergverk og andre næringer er tilnærmet lik (30 %). Det viser klart hvor fremtidige energiomleggings- og effektiviseringstiltak bør settes inn for å kutte fossilt energiforbruk og CO<sub>2</sub>-utslipp. Prioritér transport, industri, næringsbygg og energi til råstoff og la husholdningene være.

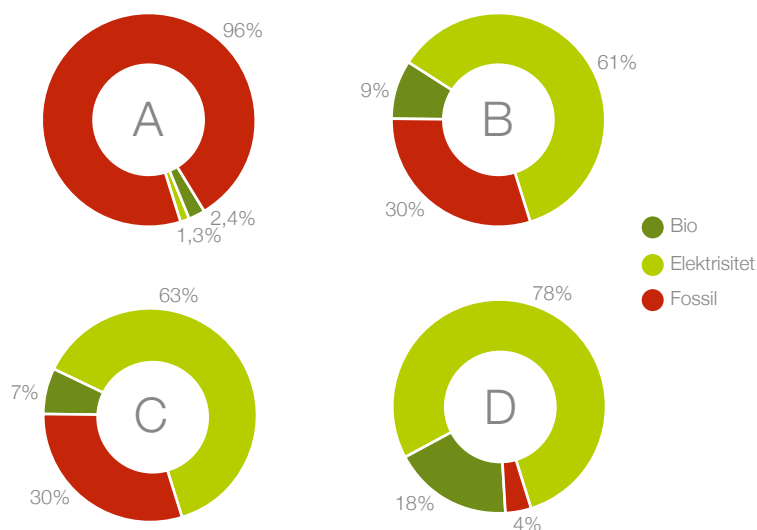
Energiforbruket i Transportsektoren fordeler seg i SSBs oversikt på fire hovedområder som vist i figur 8. Veitrafikken er klart størst med et årlig forbruk på vel 41 TWh, og banetransporten er minst med et forbruk på bare 0,7 TWh.



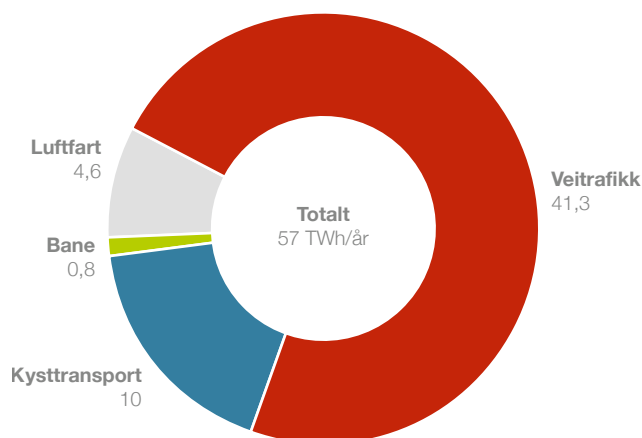
**Figur 6** Netto energiforbruk, inklusive energi til råstoff pr. person pr. dag fordelt på kilder

Hele 98 % av energiforbruket i veitrafikken ble i 2011 dekket av fossilt drivstoff, resten av ca. 1,3 TWh bioenergi. Banetrafikken dekkes nesten helt av elektrisitet, og kyst- og luftfart helt av fossil energi, slik at fossilandelen i transportsektoren blir på 96 %. Det skjer imidlertid nå en betydelig overgang til gassdrevne skip og i noen grad til elektrisk drevne ferger. Dette er en viktig miljøsatsing hvor Norge står sterkt, som forventes å redusere energiforbruk og CO<sub>2</sub>-utslipp betydelig fremover.

**Figur 7** Sektorvis netto innenlands energiforbruk fordelt på energikilder; a) Transport; b) Industri og bergverk; c) Andre næringer; d) Husholdninger (2011)



**Figur 8** Energiforbruk i transportsektoren fordelt på hovedområder (SSB 2011)





## 3. Norges energiforsyning

Norge er svært begunstiget fra naturens side, med betydelige olje- og gassressurser og en elektrisitetsforsyning nesten helt basert på fornybar vannkraft. Vi var fra midten av 1970-tallet selvforsynt med energi og ble etter hvert en betydelig eksportør av både olje, naturgass og elektrisk kraft [5].

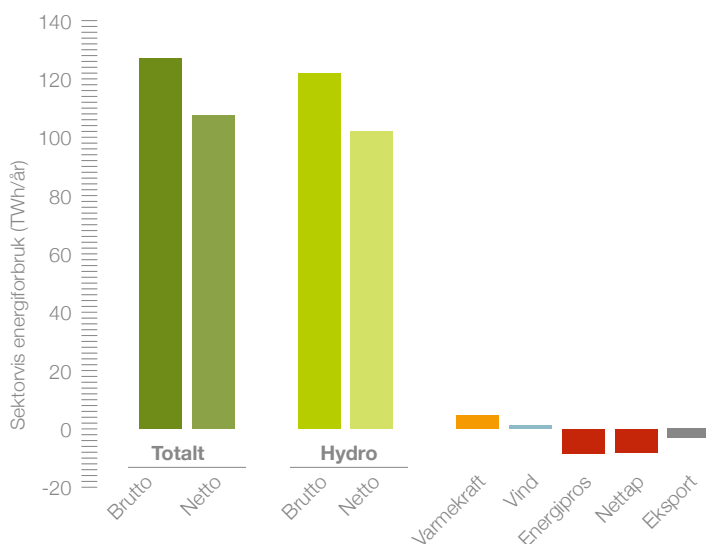
### 3.1. Produksjon av elektrisk kraft

Total norsk netto kraftproduksjon til innenlands forbruk var på ca. 127 TWh i 2011, hvorav 121,5 TWh vannkraft, 4,3 TWh gasskraft og 1,3 TWh vindkraft [8].

Netto innenlands kraftforbruk var på 107,5 TWh i 2011, når netttap, kraft til omvandling og produksjon av energiråvarer og netto eksport på totalt 19,5 TWh<sup>5</sup> trekkes fra, se figur 9 [8].

#### Vannkraft

Vannkraften har tre avgjørende fortrinn sammenlignet med alle andre former for kraftproduksjon. Den genererer ingen luftforu-



**Figur 9** Netto innenlands kraftproduksjon fordelt på energikilder, tap og eksport (2011)

<sup>5</sup> Svinn + Bruk i energinæringer + eksport: 8 + 8,4 + 3,1 = 19,5 TWh

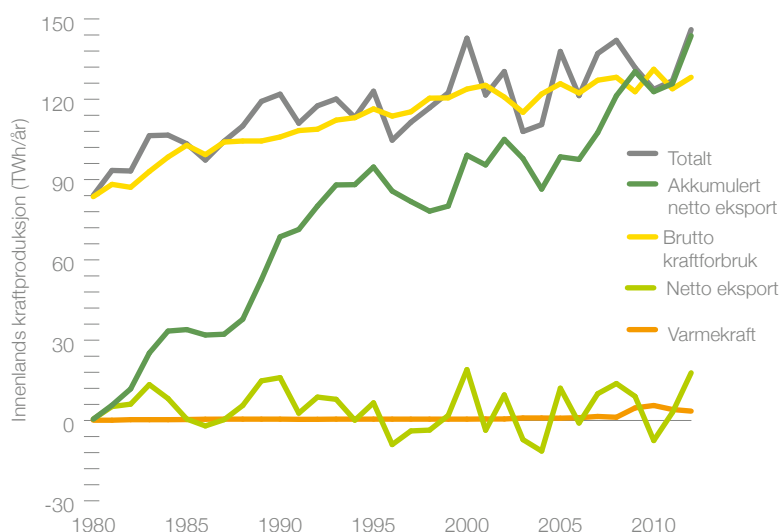
rensning eller klimagassutslipp, har høyest virkningsgrad og lengst levetid. Vannkraft vil derfor være det klart mest miljøvennlige og lønnsomme alternativ for kraftproduksjon, med ressurser i overflod i mange år fremover. Vannkraftpotensialet i Norge er anslått til hele 214 TWh/år av NVE. Vel 60 % av dette er bygget ut pr. 2013. NVE har nylig oppgradert midlere brutto vannkraftproduksjon til 130 TWh i normalår, en økning på hele 57 % siden 1980 [7].

Som det fremgår av Figur 10, har produksjonen stort sett fulgt behovet frem til omkring 1980. Det er imidlertid store årlige svingninger, fra en produksjonstopp på 143 TWh i år 2000 til en bunn på 108 TWh i 2003, et fall på 35 TWh på bare tre år. Utfordringen har vært å dekke inn slike «tørrår» med alternativ kraft. Det har i hovedsak vært gjort ved import, vel 7 TWh netto i 2003 og 11 TWh i 2004 gjennom det nordiske kraftmarkedet. Men da gikk også forbruket betydelig ned, med ca. 10 TWh fra 2001 til 2003.

Det har imidlertid i snitt vært kraftoverskudd de siste tre tiårene, med en betydelig netto eksport på totalt ca. 144 TWh i perioden 1980–2012, som det fremgår av Figur 10. Og viktigere, det har vært overproduksjon eller tilnærmet balanse hvert år fra 2004, med en akkumulert nettoeksport på over 57 TWh. Selv om denne eksporten utgjør bortimot et halvt års kraftforbruk i løpet av bare 8 år, har det vært lite fremme i den energipolitiske debatten.

Norge har i dag en meget robust kraftforsyning som er betydelig

Figur 10 Innenlands kraftproduksjon (1980–2012)



sikret de senere år, med vann- og litt gasskraft og eventuelt en mindre import i ekstreme tørrår. Det er ikke fare for noen kraftkrise, utfordringen er ikke lenger «tørrår», men å sikre stabil kraftoverføring til enkelte regioner og tilstrekkelig eksportkabelkapasitet.



**Figur 11** Bygdin nedtappet i «tørrår» (Foto: K. Bendiksen 1. august 2006)

NVE følger vannkraftpotensialet regionalt og nasjonalt nøye, bl.a. ved ukentlige statistikker over vannmagasinenes fyllingsgrad. Den varierer betydelig gjennom året med minimum i april og maksimum på høsten, og fra år til år. I tørrår kan den ligge 30 % under gjennomsnittet. I 2006 var den først god, men falt så drastisk utover sommeren, ned mot et minimum på høsten på 59 %. Disse svingningene er en av de viktigste miljøkonsekvensene ved regulerbar vannkraft, som Figur 11 fra Bygdin i tørråret 2006 illustrerer.

### **Gasskraft**

Kraftbalansen er som nevnt blitt mer robust de senere år, bl.a. ved tilførsel av ca. 5 TWh/år gasskraft. Kårstø-kraftverket på ca. 420 MW har en maksimal årlig produksjon på ca. 3,5 TWh, men blir i dag ikke fullt utnyttet. Statoils kraftvarmeverk på Melkøya har en effekt på ca. 215 MW elektrisitet og 160 MW varme, med en årlig kraftproduksjon på ca. 1,5 TWh. Mongstad energiverk har en kapasitet på 280 MW elektrisitet og 350 MW varme, men produserer bare vel 1 TWh årlig. Det skyldes i hovedsak høye gasspriser, som har ført til at Kårstø-kraftverket stort sett er blitt et reservekraftverk som står ubenyttet i lange perioder.

Gasskraftverkene gir imidlertid sammen med Statnetts to gassfyrte reservekraftverk i Møre og Romsdal, på 150 MW hver, god sikring

av kraftforsyningen i tørrår. Myndighetene har mål om at det skal bygges minst ett fullskala gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering (CCS), opprinnelig ved Kårstø, så Mongstad og nå utredes en ny alternativ lokalisering. Dette har i hovedsak vært en politisk drevet satsing. CO<sub>2</sub>-håndtering er meget viktig for å få ned globale CO<sub>2</sub>-utslipp [1] og den norske satsingen må ses i denne sammenheng. Denne studien legger til grunn en mindre utbygging av 1–2 fullskala demoanlegg med CO<sub>2</sub>-håndtering for 2030.

### Vindkraft

Det har hittil vært en begrenset utbygging av vindkraft på land i Norge, med en produksjon på 1,3 TWh i 2011. Det er gode vindforhold mange steder i Norge, men de økonomiske og miljømessige omkostningene ved vindkraft er meget høye. Potensialet for offshore vindkraft er nylig utredet av NVE [11]. En rapport fra Multiconsult [12] gir en komparativ oversikt av 15 mulige vindparkområder langs norskekysten, fra Agder til Finnmark. Midlere kostnad for 500 MW offshore vindparker på 35 m vanddyp med 20 års levetid er estimert til 1,37–1,48 kr/kWh, avhengig av vindforholdene. Basert på denne rapporten, anslår NVEs konsekvensutredning [11] at investeringskostnadene som følge av teknologiforbedring og økt konkurranse vil falle med 30 % de nærmeste årene, til 26–31 mill.kr/MW, og driftskostnadene til 0,51–0,57 mill.kr/MW. NVE forventer en kapasitetsfaktor på 37–50 % mot 2020, noe som tilsvarer en brukstid på 3250–4350 timer per år. Energikostnaden er oppgitt å ligge på 90–120 øre/kWh.

Investeringskostnadene for vindkraft på land ligger i dag på 7–11 mill.kr /MW i Norge, som med en brukstid på 2700 timer/år gir en energikostnad på 50–60 øre/kWh, i følge NVE [11]. Dette er nesten dobbelt så høyt som den forventede prisutviklingen i kraftmarkedet (uten subsidier eller sertifikater) de nærmeste årene. Det vil altså, i følge NVE, i overskuelig fremtid være anslagsvis dobbelt så dyrt å bygge ut vind til havs som på land i Norge. Begge deler forventes å gi prisnivåer som bare kan opprettholdes ved betydelige subsidier.

NVE anbefaler likevel overfor OED å åpne fem av de 15 områdene, herunder «Sørlege Nordsjø 1 og 2» for utbygging med bunnfaste turbiner, med en samlet effekt på inntil 3,5GW og en årsproduksjon på opp mot 12 TWh. Til sammenligning forventes Sheringham Shoal, på relativt grunt vann, 20 km utenfor kysten av sørøst England, å gi en årsproduksjon på 1,1 TWh. Samlet investering oppgis å være ca. 10 mrd.kr, eller ca. 31,5 mill.kr/MW.

Avtalen med Sverige om et felles «grønt» sertifikatmarked<sup>6</sup> forplikter landene til å bygge ut ny fornybar kraft tilsvarende 26,4 TWh innen 2020. Mål og kostnader fordeles likt på begge land, men ikke nødvendigvis kapasiteten [13]. Prinsippet er at det fastsettes en sertifikatpris slik at den sammen med kraftprisen blir utløsende for utbygging av ny fornybar produksjon. Sertifikat- og markedspris må altså i sum være minst like høy som utbyggingskostnadene pr. kWh. Sertifikatprisen er derved avhengig av kraftprisen; jo lavere markedspris, dess høyere sertifikatpris.

Det skal være teknologinøytralitet i sertifikatmarkedet, med reell priskonkurranse, hvor alle relevante kostnader inkluderes. Vindkraft medfører imidlertid betydelige, skjulte merkostnader – både økonomiske og miljømessige. Det gjelder spesielt ekstra nettinvesteringer, behov for nye overføringsnett frem til stamnettet med tilknytning og ofte oppgradering av dette, og ekstra backup-kraft. I motsetning til vannkraft, som er relativt stabil og forutsigbar, er vindkraft variabel, både på minutt, døgn- og årstidsnivå. Det skaper betydelige utfordringer i kraftnettet. Disse kostnadene burde regnes inn i prisanslagene og vektlegges sterkere i NVEs vurdering ved konsesjonstildelinger.

Summen av sertifikat- og kraftpris har de senere år ligget på omkring 50 øre/kWh, men var i 2012–13 ned mot 45 øre/kWh i snitt. Det er ikke utløsende for vindkraft i Norge, selv ikke på land. Sertifikatprisen forventes å øke frem mot 2020, noe som kan føre til at også norsk vindkraft blir konkurransedyktig.

Alle scenarier legger derfor til grunn samme utbygging av norsk vindkraft, til 5 TWh i 2030. Det er basert på allerede tildelte konsesjoner pr. 1.1.2013 på 5,9 TWh/år, forventede markeds- og sertifikatpriser, og den lave faktiske utbyggingsraten de senere år, på bare 0,2 TWh i 2011. Det innebærer at store offshore vindkraftplaner skyves ut i tid, i påvente av betydelig mer effektiv og økonomisk konkurranse-dyktig teknologi, større nettkapasitet og storskala energilagring.

<sup>6</sup> Norge og Sverige etablerte ved en avtale i 2011 et felles sertifikatmarked for stimulering av fornybar energiproduksjon, jf. kap.3.1.3.

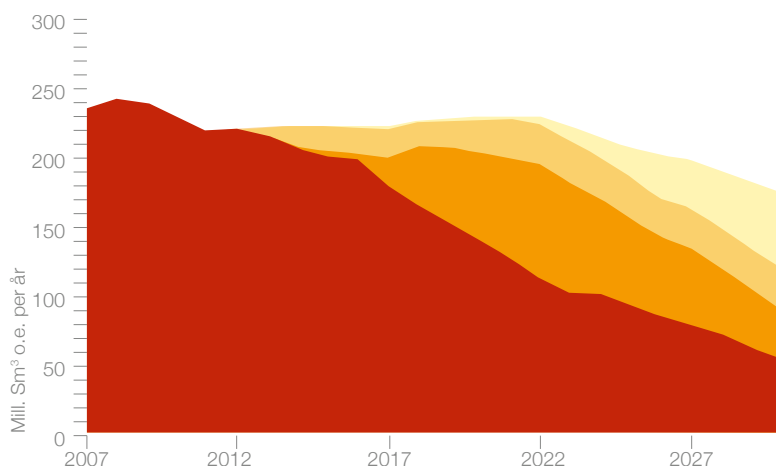
### 3.2 Norsk olje- og gassproduksjon

I følge Olje- og energidepartementet er Norge verdens 14. største produsent og 7. største eksportør av olje, og verdens nest største gass eksportør (2010).

Som det fremgår av Figur 12, forventes den totale petroleumsproduksjonen å holde seg på dette nivået de nærmeste årene. Oljeproduksjonen vil imidlertid falle raskt hvis ikke nye større felt kommer til, mens gassproduksjonen ventes å øke til 105–130 mrd. Sm<sup>3</sup>/år det neste tiåret. Det er hittil produsert ca. 43 prosent av de utvinnbare ressursene på norsk sokkel [6]. Utfordringene er i stigende grad knyttet til ressurstilgang, klimakonsekvenser, miljø, sikkerhet og konkurranse dyktighet. Tilgang på nye arealer for letevirksomhet, økt utvinningsgrad og bedre utnyttelse av små felt, etter hvert som eksisterende felt nærmer seg slutten, er spesielt viktig. Det blir også en utfordring å sikre at norsk teknologi og leverandørindustri forblir konkurranse dyktig internasjonalt fremover. Norsk olje- og gassproduksjon har betydelige klimagassutslipp, dog blant de laveste i verden pr. produsert enhet. En spesiell problemstilling i denne sammenheng er reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp fra kraftproduksjon på plattformene ved «elektrifisering» av sokkelen.

Disse utfordringene vil langt på vei være avgjørende for om den norske olje- og gassalderen vil vare én eller flere generasjoner frem-

**Figur 12** Produksjonsprognose fra Oljedirektoratet (2012) [6]



av energi og bærekraftig dekning av dette. Norsk olje- og gassproduksjon vil derfor ikke bli nærmere drøftet her.

### 3.3 Annen energiproduksjon

Det fins flere andre potensielt utnyttbare energiresurser i Norge. De viktigste omfatter bioenergi, fjernvarme fra avfall, etc., solenergi, geotermisk energi (varmepumper), kjerneenergi (thorium), bølge- og tidevannsenergi. Enkelte av disse ventes å få økt betydning for norsk energiforsyning frem mot 2030, og beskrives nærmere i det følgende.

#### Bioenergi og fjernvarme

Bioenergi er vår viktigste fornybare energikilde etter vannkraft. Nettoforbruket var i følge SSB [8] på ca. 18,5 TWh i 2011, jf. tabell 1. Vedforbruket utgjorde rundt halvparten, mens industri, lokale varmesentra-ler, fjernvarme og transportsektoren sto for resten. Fjernvarme utgjør knapt 4 TWh netto, biodrivstoff bare ca. 1,3 TWh, eller vel 3 % av totalt drivstofforbruk i veitrafikken i 2011. Regjeringens ambisjon om minst 5 % biodrivstoff av total omsatt mengde drivstoff i veitrafikken fra og med 2009 og 7 % fra 2010 [15–17], er altså langt fra oppfylt.

Førstegenerasjons biodrivstoff produseres fra oljeholdige vekster som raps og soya (biodiesel), sukkerrør og mais (etanol) eller fra avfallsprodukter fra landbruk og fiske. Produksjon av biodiesel dominerer i Europa (ca. 80 %), mens bioetanol har desidert størst andel av biodrivstoffmarkedet globalt, med over 90 % [15].

Andregenerasjons biodrivstoff kan gi bedre muligheter for norsk produksjon, basert på trevirke, avfall eller celluloseholdig materiale, som halm og kornavfall. Sistnevnte har i følge St.meld. nr. 39 [16] et potensial på 4,5 TWh/år, mens det teoretiske potensialet fra skogresurser ligger på 16–25 TWh/år. Det anslås at mat- og slakteriavfall i tillegg kan gi grunnlag for en produksjon på 30 mill. liter biodiesel årlig. Borregaard har produsert ca. 20 mill. liter etanol som biprodukt fra egen treforedlingsvirksomhet, bl.a. som drivstoff til busser i Stockholm og Oslo [16].

Regjeringen la i 2008 frem en bioenergistrategi med tre hovedmål; bidra til å kutte klimagassutslippene, få flere arbeidsplasser i distriktene og holde kulturlandskapet åpent [17]. Ambisjonen er å legge grunnlag for 14 TWh/år ny bioenergiproduksjon innen 2020. Regjeringen reduserte i 2012 kravet om økt bruk av biodrivstoff til 3,5 % av årlig omsatt volum drivstoff i veitrafikken, og har i Nasjonal transportplan (NTP) [18] fastslått at dette vil opprettholdes inntil biodrivstoff har til-

fredsstillende bærekraft, hvorefter det kan økes til 5 %. Den faktiske andelen biodrivstoff i veitrafikken var, som nevnt, bare 3 % 2011 [8].

Det forutsettes i denne studien at Regjeringens mål om 14 TWh/år ny bioenergiproduksjon kan oppnås, ikke i 2020 men før 2030. Det legges derfor til grunn en moderat vekst i bioenergi til 28–33 TW i 2030, avhengig av scenario, hvorav 10 TWh Fjernvarme og 7 TWh biodrivstoff. Det vil si at 15–20 % av forventet energiforbruk i transportsektoren da kan dekkes av biodrivstoff, avhengig av generell effektivisering og reduksjon i drivstofforbruket, jf. kap.5–7.

### Solenergi

Den solstrålingen som treffer jorda i løpet av en time utgjør mer enn verdens totale energibehov for et helt år. Solenergi dekker en betydelig del av oppvarmingen av bygg, passivt og i stigende grad aktivt, også i Norge. Solkraft har hatt sterk vekst de siste årene, ikke minst i Tyskland, hvor den kan stå for bortimot halve kraftproduksjonen ved middagstid på klare dager, jf. Figur 13 [19]. Total installert PV-kapasitet var ved utgangen av 2012 på vel 102 GW<sub>p</sub> globalt og er mer enn tidoblet på bare fem år. Europa står for 70 % av kapasiteten, fulgt av Kina, USA og Japan. Til sammenligning er total kapasitet i Norge anslått til ca. 10 MW<sub>p(7)</sub>, men dette tallet er usikkert [39].

Opprinnelig var det sterkt subsidierte markeder, spesielt i Tyskland, men også Italia og Spania, som drev den raske veksten. Det er nå en dreining mot Asia og USA. Det store potensialet finner vi selvsagt i «solbeltet», men på kort sikt kan nisjemarkeder i enkelte OECD-land hvor solkraft allerede er konkurransedyktig, spille en viktig rolle. Det er også et potensielt stort globalt marked for mindre, alenestående energisystemer basert på solceller og batterier eller hydrogen, med eller uten tilknytning til et sentralt kraftnett.

Utfordringene er pris, effektivitet, ujevn time-, døgn- og væravhengig ytelse, arealbehov og installasjonskompetanse. PV-teknologien har imidlertid utviklet seg meget raskt, og solpaneler på markedet har doblet virkningsgraden de siste ti årene til bortimot 20 %. Prisutviklingen har fulgt en logaritmisk fallende kurve, med ca. 20 % reduksjon i modul-kostnadene for hver dobling av installert kapasitet, fra typisk 21\$/W<sub>p</sub><sup>7</sup> i 1980 til ca. 0,8–1,2 \$/W<sub>p</sub> i 2012, avhengig av land [38–39]. Det var en utflating i perioden 2003–08, men så igjen et kraftig prisfall på over 60 % fra 2008 til 2012, delvis på grunn av overkapasitet i markedet.

<sup>7</sup>W<sub>p</sub> (Watt peak): Effekt avgitt fra et solcellepanel belyst under standard testforhold i laboratorium med følgende parametre: Celleteperatur 25 °C, bestrålingsstyrke 1000 W/m<sup>2</sup> [43]; 1MW<sub>p</sub> = 10<sup>6</sup>W<sub>p</sub>, 1 GW<sub>p</sub> = 10<sup>9</sup> W<sub>p</sub>



Kostnadene varierer imidlertid sterkt fra land til land. Prisen har en nasjonal, fast komponent som er basert på solforhold, men også en nasjonal variabel komponent som kan relateres til manglende konkurranse i markedet og overpris på installatørsiden. I Norge var den i følge Enova [39] for små frittstående solcelleanlegg ( $< 1$  kW) i 2011 på ca. 75–100 NOK/W<sub>p</sub>, mens den for nett-tilknyttede systemer lå på ca. 40–65 NOK/W<sub>p</sub>. For større systemer over 30–50 kW<sub>p</sub> var prisen på ca. 15 NOK/W<sub>p</sub>, og for systemer over 1 MW<sub>p</sub> kom den ned mot 5–10 NOK/W<sub>p</sub> (2012), faktisk under vindanlegg på land.

Total installert kapasitet er i dag anslått til ca. 10 MW<sub>p</sub> i Norge, men tallet er usikkert [39]. Selv om det forventes betydelig vekst fremover, bl.a. i hyttemarkedet, legges det her til grunn en begrenset norsk produksjon av nett-tilknyttet solkraft i 2030 ( $< 1$  TWh) i alle scenarier.

Bygningsintegrerte solceller og solfangere som kan erstatte kostbare tak- eller fasadematerialer i for eksempel ferdighus, forventes å bli en viktig energikilde med et voksende marked fremover som følge av nye myndighetskrav i mange land, også i Norge. Det krever egne standarder for produksjon av bygningsintegrerte solceller, tilpasset norske byggeforskrifter. Solen står allerede for en betydelig passiv husoppvarming, 3–4 TWh årlig, avhengig av bolig og sted, og det er mange uutnyttede muligheter for mer aktiv solvarmeproduksjon. Akershus energipark har i sommer satt i drift et av Europas største solvarmeanlegg med 12 800 m<sup>2</sup> solfangere, og en årsproduksjon på 4,2 GWh.

Bygningsintegrerte solceller og solfangere forventes å gi betydelige bidrag til oppvarming fremover, spesielt i nullenergi-hus. Virkningsgraden for solvarmepaneler er typisk 50–80 %, to til fire ganger høyere enn for solcellepaneler. Det er nylig foretatt komparative studier av varmeproduksjonen fra sammenlignbare solfanger- og varmepumpeanlegg på OBOS' byggefelt på Mortensrud ved Oslo [45]. Energiforbruket i to nær identiske passivhus (på 116 m<sup>2</sup>) med henholdsvis solvarme- og varmepumpeanlegg ble kartlagt i vel et år. Studien konkluderer med at total ytelse fra anleggene er tilnærmet lik over måleperioden, med enkelte månedlige avvik. Det kan med forventet teknologiforbedring gi en fremtidig konkurransefordel for solfangere.

Solvarmemarkedet er i sterk vekst. Norge ligger imidlertid langt etter andre europeiske land, med ca. 6 m<sup>2</sup> solfangere pr. 1000 innbyggere. Tilsvarende tall for Sverige og Danmark er henholdsvis ca. 50 og 120 m<sup>2</sup> i 2012. Danmark satser sterkt på fjernvarmeanlegg basert på solfangere, og har mål om å nå ca. 4 mill. m<sup>2</sup>, eller ca. 1,4 TWh varmeproduksjon, i 2020 og hele 8 mill. m<sup>2</sup>, eller ca. 2,7 TWh, i 2030 [46]. I tillegg kommer lokale solfangeranlegg på bygg og boliger. Det fins

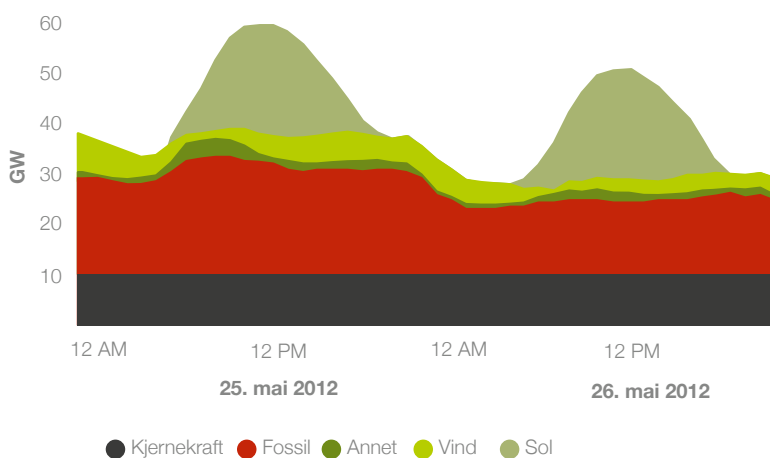
ingen pålitelige prognoser for utviklingen i Norge fremover. Denne studien legger til grunn en betydelig vekst i varmeproduksjon fra solfangere, til ca. 3 TWh årlig i Scenario 2 i 2030, vesentlig i bygg.

### 3.4 Det nordiske kraftmarkedet og overføringsnett

Med Energiloven av 1990 ble det norske kraftmarkedet, som et av de første i verden, deregulert. Kort etter kom Sverige og Finland med, og kjøp og salg av elektrisitet ble mulig innenfor et felles nordisk marked på en egen kraftbørs, Nordpool. En forutsetning for at et deregulert kraftmarked skal fungere, er at alle aktører sikres lik adgang til overføringsnett. Det betyr bl.a. at nasjonale vertikalintegreerte kraftmonopoler som dekker både produksjon og distribusjon av elektrisk kraft, må splittes opp. I Norge medførte det at Statkraft ble delt og at det ble opprettet et uavhengig nasjonalt nettselskap, Statnett, atskilt fra produksjonsselskapet.

Elektrisitet er en ekstrem ferskvare som er vanskelig å lagre. Vannressursene kan imidlertid magasineres og vannkraften kan der ved i teorien skrus av og på etter behov. Det er også mulig å importere overskuddskraft i perioder med lav pris i det nordiske markedet og derved spare regulerbar vannkraft, og eventuelt også pumpe vann opp i magasinene. Dette kan så utnyttes på senere tidspunkter for å dekke effektsvingninger, f.eks. ved produksjon av vind- eller solkraft. Dette er hittil bare gjort i begrenset omfang i Norge. Men reguler-

**Figur 13** Tysk kraftproduksjon over to døgn, 25.-26. mai 2012 [19]

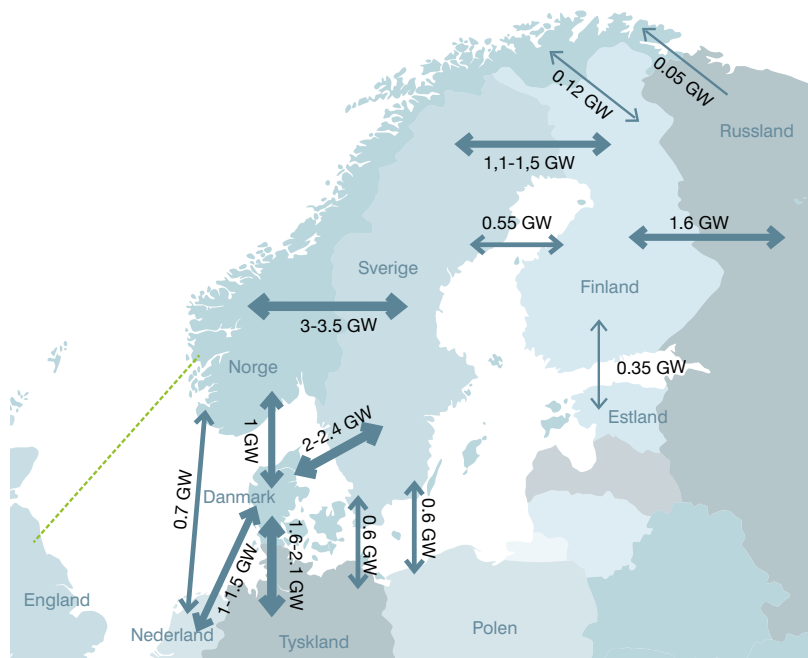


bar vannkraft kan altså utnyttes på flere måter som bør gi den høy verdi i markedet. Innfasing av store mengder variabel fornybar energi skaper betydelige utfordringer i stamnettet. Dette kan illustreres ved tysk kraftproduksjon over to døgn, 25.–26. mai 2012, som vist i Figur 13. Solkraftproduksjonen gikk fra null om morgenen til 23 GW midt på dagen, og så mot null igjen om kvelden, altså fra 0 til 23 til 0 GW igjen på 12 timer, og forble null i ca. 12 timer kveld og natt. Generelt kan det være flere slags produksjonssvingninger med svært ulik frekvens og perioder; fra sekunder/minutter (stabilitet), til timer/døgn/uker (vær), og måneder for årstidsvariasjoner i vind og solstråling.

Dette gir tre utfordringer: For det første kan raske svingninger i effekt eller spenning skape problemer med hensyn til stabilitet i nettet. For det andre, siden fornybar kraft har prioritet i (det tyske) nettet, må fossile anlegg stenges av eller produsere til en meget lav pris midt på dagen. De kan endog bli betalt for å la være å produsere. For det tredje må det tilføres kraft for å kompensere bortfall av sol- og eventuelt vindkraft. Det skjer gjennom stamnettet, i hovedsak ved å fase inn gass- eller kullkraft fra andre steder i Tyskland eller fra det nordiske kraftmarkedet, jf. Figur 14. Tysk kjerne- og kullkraft har så langt vært basiskraft med jevn produksjon på henholdsvis ca. 10 GW og 20 GW. Vindkraften var relativt jevn og beskjedne de to nevnte dagene, og bidro ikke merkbart til å utjevne time- og døgnvariasjonene, jf. Figur 13. Den kan imidlertid dekke inn noe av vær- og årstidsvariasjonene ved solkraft. Disse utfordringene vil forsterkes og spre seg når tysk kjernekraft fases helt ut i 2022 og solkraftkapasiteten etter planen (Die Energiewende [19]) skal tredobles. Det skaper store behov for nye kraftoverføringsnett, ikke bare i Tyskland men også i nabolandene, ikke minst i Norden.

Det hevdes ofte fra politisk hold at norsk vannkraft kan få en ny rolle som Europas «batteri». Det er en besnærende løsning på en voksende tysk nett- og kraftforsyningsutfordring, men urealistisk av to årsaker.

For det første er kraftoverføringskapasiteten fra Norge til kontinentet på 1,7 GW i sjøkabel, og ytterligere 3–3,5 GW i luftledninger gjennom Sverige, som illustrert i Figur 14. Det utgjør maksimalt 4–5 GW ved belastning av det danske og svenske overføringsnettet fullt ut, og tilsvarer bare ca. 10 % av dagens tyske behov ved bortfall av solkraft alene ved middagstider. Det ville kreve atskillig flere monstermaster og sjøkabler fra Norge til kontinentet, uten at balansekraft utfordringene løses. Sist men ikke minst, selv om overføringsnettet dobles eller tredobles, er norsk vannkraftkapasitet *totalt* på ca. 33 GW og selv en meget optimistisk andel av dette på 20–30 % vil derfor ikke



Figur 14 Kraftoverføringsnett Norge–Norden–Nord-Europa (Kilde: Statnett)

rekke langt i tysk sammenheng. Det er evnen til å levere meget høy kapasitet, titalls GW effekt over kort tid som er avgjørende, ikke store mengder energi over flere måneder. En ny eksportkabel på eksempelvis 1,5 GW vil altså kun dekke omkring 2–5 % av dagens tyske behov for «ekstrem»-kapasitet, hvis det både regner og er vindstille over Tyskland og Østersjøen. Den kan imidlertid overføre og dekke et fornybart kraftbehov på hele 10 TWh i løpet av et år. Energioverføring er altså ikke et stort problem ved økt norsk kraftoverskudd; to-tre nye eksportkabler vil dekke behovet (15–30 TWh/år) i alle scenariene. Men det påvirker selvsagt prisene i kraftmarkedet. Dette kommer for lite frem eller misforstås i den offentlige debatten.

Selv om maksimal tysk solkraftkapasitet er meget høy, ca. 33 GW i 2012, er antall timer på full effekt lavt og årstidsavhengig, i snitt 1000 timer årlig. Solkraftproduksjonen ble derfor på «bare» 26 TWh eller vel 4 % av tysk brutto kraftproduksjon i 2012 [40]. Til sammenligning ga ca. 33 GW norsk vannkraft en produksjon på hele 144 TWh i 2012.

Dette gir altså økende tysk behov for reguler- og back-up-kraft i vinterhalvåret. Norsk vannkraft kan dekke en reduksjon i tysk kraftproduksjon (fra sol) over lengre tid, eksempelvis 25 TWh over et år, tilnærmet lik norsk brutto eksport i 2012, men ikke time- eller døgnvariasjoner på 30 GW, i dag maksimalt 4–5 GW. En ny studie fra SIN-

TEF anslår at Norge maksimalt kan bidra med 20 GW på sikt hvis det legges 8–10 nye kabler, hovednettet forsterkes og det bygges ut større effekt og mer pumpekraft [47]. Noe av korttidsvariasjonene kan muligens dekkes av batterier, men generelt trenger et fornybart Europa derfor storskala energilagring eller omvandling, for eksempel til hydrogen.

Det nordiske kraftmarkedet har så langt i hovedsak fungert forbauende godt. Det har i normalår gitt mer effektiv utnyttelse av vannmagasinene – spesielt i Norge, hvor fyllingsgraden over tid kan optimaliseres ved bruk av nordisk kjerne-, fornybar eller kullkraft. Det har gitt avsetning til akseptable priser for et stort kraftoverskudd, ved en betydelig netto eksport på totalt ca. 144 TWh de siste tre tiårene, hele 18 TWh bare i 2012. Det ville ellers tidvis gitt svært lave kraftpriser og høyere forbruk i Norge.

Hvis utviklingen mot et nordeuropeisk kraftmarked med økende andel variabel fornybar kraft fortsetter, skaper det nye utfordringer og krav til overføringsnettet. Den tyske Energiewende må forventes å få enda større konsekvenser for det nordiske og nordeuropeiske kraftmarkedet når tysk kjernekraft fases helt ut mot 2022. I dagens marked omsettes og prises kilowattimer, ikke effekt (kW), den har ingen omsettelig verdi og dette fremmer ikke stabilitet i nettet. Det vurderes imidlertid nå å etablere et eget kapasitetsmarked i Storbritannia og et helt nytt Energiewendemarked i Tyskland, som også aktivt engasjerer forbrukssiden [19].

Det er allerede kraftoverskudd i det nordiske markedet og vesentlig lavere kraftpriser i Norge enn i Europa. En GW-økning av kabelkapasiteten til kontinentet vil gi betydelige kostnader og kan i tillegg føre til en gradvis tilnærming til en vesentlig høyere europeisk pris i Norge. Det kan også medføre omfattende norsk subsidiering av det tyske kraftmarkedet, ved at sertifikatprisen belastes norske kraftkunder, at vi får høyere nettkostnader til nye eksportkabler og ved at det må foretas ekstra «eksportrettede» stamnettinvesteringer innenlands.

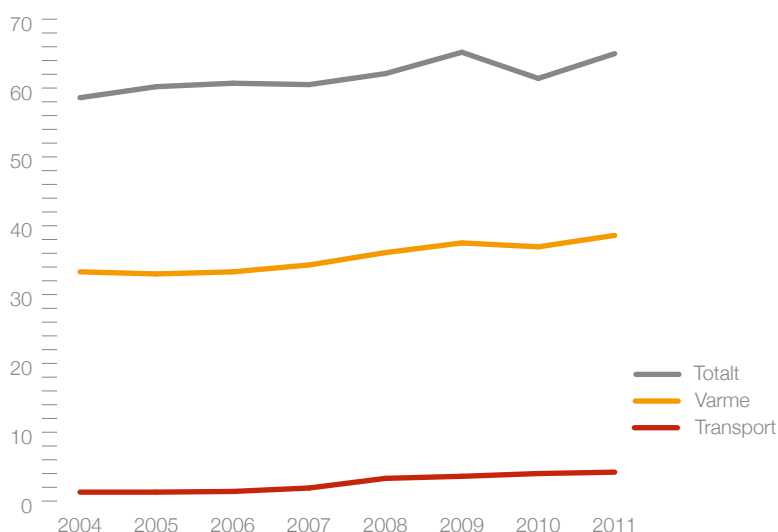
## 4. Bærekraftig dekning av Norges fremtidige energiforbruk

Hvilke muligheter har vi for å skape et bærekraftig norsk energisystem? Basert på en analyse av den faktiske utviklingen i innenlands energiforsyning og forbruk de senere år og myndighetenes mål og tiltak på området, skisseres tre ulike scenarier for utviklingen fremover. Scenariene klargjør i hvilken grad fremtidige energibehov kan dekkes på en bærekraftig måte av fornybar energi, gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering, energieffektivisering og energiomlegging fra fossil til fornybar energi.

Det første scenariet er en satsing på fornybar energi. Det bærekraftige scenariet prioriterer vår norske hovedutfordring – å fase ut fossil energiforbruk ved effektivisering og omlegging til fornybar energi. Det tredje scenariet belyser konsekvensene av «business as usual».

Studien behandler energisystemet – produksjon, distribusjon og forbruk – som en helhet. Det gjør det mulig å belyse indre sammenhenger i systemet. Effekten av økt fornybar produksjon kan analy-

**Figur 15** Utviklingen i norsk fornybarandel, brutto inklusive varmepumper [8]



seres, ikke bare i forhold til pris, nettilgang og miljøkonsekvenser, men også ut fra de muligheter det gir for å redusere fossil energibruk, elektrifisere transportsektoren eller eksportere vannkraft. Tilsvarende kan virkningen av effektivisering og energiomlegging på elektrisitetsbehov og eksportkapasitet klargjøres.

Som vist i Figur 15, har Norge en usedvanlig høy og *økende* andel fornybar energi av innenlands energiforbruk i internasjonal sammenheng, i følge SSB [8], fra vel 61 % i 2007 til 65 % i 2011 (inklusive varmepumper).

Regjeringens mål er å øke fornybarandelen til 67,5 % innen 2020, vesentlig som følge av etablering av sertifikatmarkedet med Sverige. Det skal etter planen gi vel 26 TWh/år fornybar kraft, som i henhold til avtalen fordeles likt mellom Norge og Sverige. Men som vist i Figur 15, er dette målet snart nådd fra norsk side uten sertifikatmarkedet. Studien reiser spørsmål om vi på bakgrunn av Norges rike energiressurser har et særlig ansvar for utbygging av fornybar energi, ut over å dekke egne behov.

Som nevnt, har summen av sertifikat- og kraftpris de senere år ligget på omkring 50 øre/kWh, men var i 2012–13 ned mot 45 øre/kWh i snitt. Det er ikke utløsende for vindkraft i Norge, selv ikke på land. Selv om sertifikatmarkedet i utgangspunktet skal være teknologinøytralt, har det hittil vært dominert av svensk vindkraftproduksjon. Det kan derfor stilles spørsmål ved om dagens retningslinjer for tildeling av konsesjon og sertifikater er optimale og ikke «straffer» vannkraft, og om de virkelig gir et teknologinøytralt marked. Sertifikatprisen forventes å øke frem mot 2020 og det skal i følge OED øke den norske fornybarandelen til 67,5 %. Men som vist i Figur 15, er dette målet snart nådd fra norsk side uten sertifikatmarkedet.

Som det fremgår i kap.5.4–6, er det et betydelig potensial for å redusere dagens sluttbruk av fossil energi på knapt 90 TWh<sup>8</sup> årlig ved energieffektivisering og omlegging til mer fornybar varme og elektrisitet. Dette vil bli nærmere belyst i de tre scenariene i kap.5–7.

Studien legger til grunn realistiske teknisk/økonomiske og ressursmessige potensial for utbygging av ny produksjon fra de ulike energikildene. Det betyr ikke at de faktisk *blir* bygget ut. Det avhenger av flere faktorer, spesielt prisutviklingen i kraftmarkedet, politiske rammebetingelser (konsesjonsvilkår, kvotepriser, sertifikatpriser og andre økonomiske stimuleringsiltak), kraftoverførings- og eksportkabelkapasitet mv.

<sup>8</sup> Netto, eksklusive energi til råstoff

De samme faktorene gjelder også for realisering av det teknisk/økonomiske potensialet for energieffektivisering og utviklingen i innenlands energiforbruk pr. produsert enhet og totalt fremover. Den faktiske utviklingen i energiforbruket mot 2030 bestemmes av en rekke faktorer i tillegg til potensialet, spesielt befolkningsvekst, økt kjøpekraft for en stadig større del av befolkningen og holdninger. Studien tar kun eksplisitt hensyn til effekten av befolkningsvekst mot 2030.

Kabelkapasiteten til utlandet gir myndighetene et effektivt styringsredskap over norsk kraftutbygging gjennom konsesjonsbehandlingen av nye eksportkabler. Det samme gjelder ikke energieffektivisering, som er politisk bestemt og hvor målsettingen er å oppnå høyest mulig effekt, selv om det vil føre til kraftoverskudd og behov for nye kabler.

Det norske energisystemet er unikt med hensyn til energiresurser, spesielt ved at halvparten av sluttforbruket dekkes av elektrisitet, som er helt basert på fornybar vannkraft. Dette bør i større grad vektlegges i myndighetenes strategi for utvikling av energisystemet fremover. Det gjelder spesielt kraftforsyningen, men også omlegging fra fossil til fornybar energi, som primært bør baseres på utbygging av ny vannkraft. Den er lønnsom selv med dagens sertifikatpris og regelverk, og forventes å bli stadig mer etterspurt og langt mer konkurransedyktig enn vindkraft i markedet fremover.



## 5. Scenario 1: Fornybar energisatsing

Statsminister Jens Stoltenberg erklærte i sin nyttårstale i 2000 den norske vannkraftepoken for over. Det har vist seg å være en forhastet konklusjon. Siden den gang har vannkraftproduksjonen økt med ca. 0,6 TWh årlig, 8 TWh totalt. Det er mer enn 6 ganger *all* norsk vindkraftproduksjon, uten at det har skapt overskrifter. Foreløpige tall fra NVE viser faktisk at det aldri er blitt produsert mer kraft i Norge i løpet av ett år enn i 2012. Av en samlet kraftproduksjon på 146 TWh, var hele 141 TWh vannkraft (11 TWh over NVEs nye normalårsnivå på 130 TWh), 3,5 TWh varmekraft og ca. 1,5 TWh vindkraft.

I følge NVE ble det satt i drift 46 småkraftverk og fullført opprusting og utvidelse av fem store vannkraftverk i 2012 på til sammen 425 MW med anslått årsproduksjon på vel 0,5 TWh [23]. I tillegg er det prosjekter under bygging på 1,2 TWh og det er gitt tillatelse til utbygging av ytterligere 2,6 TWh. Det er konsesjonssøkt om utbygging ca. 13,6 TWh/år totalt [23].

Det er altså, på tross av rekordlave kraftpriser i 2012, omfattende planer for ny vannkraftutbygging. Dette bekreftes av en undersøkelse fra Høgskolen i Sogn og Fjordane og CICERO, som konkluderer med at det i følge kraftbransjen selv planlegges bygget 20 TWh/år vannkraft innen utgangen av 2020, tidsnok for å få elsertifikater [24]. Det fremgår av undersøkelsen at investorer i kraftbransjen vurderer prosjekter tilsvarende 72 % av det potensielle produksjonsvolumet som meget eller ganske sannsynlig gjennomført innen utgangen av 2020. Det vil si at 15 TWh vannkraft kan ha stor eller ganske stor sannsynlighet for å bli realisert, i følge kraftbransjen selv.

Det er et betydelig større potensial for vannkraftutbygging som ikke er vernet, av OED [7] anslått til 33,8 TWh/år pr. 1.1.2012, eksklusive klimaeffekter. Dette omfatter 6,9 TWh/år ny kraft fra større anlegg over 10 MW, oppgradering av eksisterende på ca. 11 TWh/år og 15,8 TWh/år fra små- og minikraftverk, med ytelse på under 10 MW.

Det er et vernet vannkraftpotensial på ca. 50 TWh/år, og en mulig fremtidig «buffer» på over 30 TWh/år knyttet til kraftforedlende industri. Blir den lagt ned eller flytter ut, vil store deler av denne kraften frigjøres og kunne brukes til andre formål – eller slik kraftmarkedet er i dag, til eksport. Denne studien har imidlertid en konservativ tilnærming, som ikke går ut over Samlet plan eller forutsetter inngrep i vernede vassdrag. Men det fordrer en kraftpris og et sertifikat-

marked eller tilsvarende som gjør vannkraftutbygging konkurransedyktig.

Alle scenarier legger til grunn samme begrensede utbygging av norsk vindkraft til 5 TWh i 2030. Det er hovedsakelig basert på allerede tildelte konsesjoner per 1.1.2013 på 5,9 TWh/år, men også den lave utbyggingsraten de senere år, jf. kap.3.1.3.

## 5.1 Økt vannkraftproduksjon

Dette scenariet baseres på tre hovedforutsetninger; at dagens oppgradering av vannkraftsystemet fortsetter, at myndighetenes mål og tiltak for økt småkraftutbygging og et teknologinøytralt sertifikatmarked videreføres i en eller annen form etter 2020 til det er etablert en reell karbonpris/-skatt. Dessuten forutsettes det at klimaendringene vil medføre et våtere klima og derved økt tilsig og vannkraftproduksjon. Det vil i sum føre til en renessanse for vannkraften.

Maksimal stasjonsytelse har i følge NVE økt med ca. 1,5 % årlig i snitt de siste ti årene, til 32,5 GW ved utgangen av 2012. Produksjonen har økt med ca. 1,3 % p.a. i tiårsperioden [20]. Hvis denne utviklingen fortsetter, slik det ser ut til de nærmeste årene, ville det gi en produksjonsvekst på ca. 25 % (33 TWh/år) fra 2012 til 2030.

En økning av vannkraftproduksjonen på 30 TWh i 2030 forutsetter en midlere årlig vekst på vel 1 %, og bare 0,8 % når det tas hensyn til forventet årlig effekt fra økt pumpekraft (5 TWh), klimaendringer (5 TWh) og at småkraftutbyggingen fortsatt er i startgroen. Det medfører altså en *lavere* gjennomsnittlig utbyggingstakt enn dagens mot 2030. Studien viser at dette er fullt mulig og kan realiseres ved utbygging av årlig produksjon på 10 TWh småkraft, 5 TWh oppgradering og utbygging av eksisterende anlegg, 5 TWh ny «stor» (>10 MW) vannkraft, 5 TWh netto pumpekraft og 5 TWh fra økt tilsig som følge av våtere klima, jf. tabell 3.1.

### Utbygging av småkraft

Som nevnt, er det i følge NVE et potensial på 15,8 TWh/år fra småkraftverk med ytelse på inntil 10 MW. Mer presist klassifiserer NVE disse i tre grupper; mikrokraftverk på under 100 kW (0,1 MW), minikraftverk på 0,1–1 MW og småkraftverk på 1–10 MW. I følge en ny studie fra NVE [20] kan dette potensialet økes til ca. 25 TWh ved investeringskostnader på opptil 3 kr./kWh. NVE anslår at det kan være mulig å bygge ut ca. 5 TWh over en tiårsperiode. Selv om småkraft kan ha høye utbyggingskostnader, oppimot vind til havs, har den en rekke økonomiske og miljømessige fordeler. Småkraft er relativt stabil for-

utsigbar og vil i stor grad kunne benyttes lokalt eller regionalt og i mindre grad belaste stamnettet. Småkraft kan tilpasses landskapet på en skånsom måte (jf. Figur 16) og har i motsetning til vind til havs, ingen større ekstrakostnader til nettinvesteringer, backup-kraft og vedlikehold. NVE er delegert konsesjonsmyndighet etter vannressursloven for kraftverk med installert effekt under 10 MW og uten regulering over konsesjonsgrensen i vassdragsreguleringsloven. Disse er underlagt enklere saksbehandlingsregler enn større prosjekter, noe som bidrar til raskere saksbehandling. Grensen på 10 MW ble fastsatt for en tid tilbake og bør revurderes. Bl.a. viser en ny studie fra SINTEF at større (og færre) utbygginger kan være mer miljøvennlig enn mange små [35].

Det er også positive lokale eller regionale ringvirkninger ved små vannkraftutbygginger mht. eierskap, lokale utbyggere og driftsselskap, infrastruktur etc. Det samme gjelder solenergi, men i mindre grad vindkraft, og spesielt ikke til havs. Selv om nye planer om småkraftverk i enkelte tilfelle møter motstand fra miljøbevegelsen og berørte lokalsamfunn, gir de betydelige økonomiske verdier lokalt i distriktene, både ved utbygging og drift. Folkestad Kraftverk AS på Sunnmøre er et godt eksempel på dette. Det er organisert som et aksjeselskap med lokale eiere, inklusive de fleste berørte grunneierne. Kraftverket er godt integrert i landskapet og har få miljøulemper. Det ble satt i drift i mars 2006 og har en effekt på 1,85 MW. Midlere årsproduksjon har vært på 5–8,3 GWh [44].

NVE har utviklet en metode for digital ressurskartlegging av små kraftverk mellom 50 kW og 10 MW basert på digitale kart, tilgjengelig hydrologisk materiale og detaljkostnader for anleggsdeler. Samlet er det påvist et potensial på ca. 18 TWh/år med investeringskostnad under 3 kr./kWh. I tillegg kommer ca. 7 TWh/år fra Samlet plan slik at potensialet for små kraftverk under 10 MW med investeringsgrense 3 kr./kWh er hele 25 TWh [23]. Ressurskartleggingen omfat-

**Figur 16:** Folkestad Kraftverk (Foto: Nils Kåre Holte)



ter også potensial med investeringskostnad på 3–5 kr/kWh, som utgjør vel 7 TWh/år i tillegg. Ressursoversikten angir potensialet for småkraftverk i hvert fylke og hver kommune.

NVE har for tiden svært mange søknader om småkraftverk til behandling. Det kom bare i 2012 inn 180 søknader og det ble gitt 125 konsesjoner til nye småkraftverk med en anslått produksjon på 0,9 TWh/år. Totalt er det pr 1.1.2013 gitt tillatelse til bygging av ca. 300 småkraftverk med en anslått produksjon på 1,8 TWh/år. Det ble ifølge NVE satt i drift 46 nye småkraftverk i 2012, med en produksjon på 0,4 TWh/år [23]. Det anses derfor realistisk at produksjonen fra småkraft kan øke med 0,5 TWh årlig, dvs. 10 TWh i 2030 under forutsetning av at dagens støtteordninger opprettholdes eller erstattes av tilsvarende.

### Oppgradering og utbygging av eksisterende anlegg

Dette potensialet er i Samlet plan for vassdrag og prosjekt anslått til ca. 7,4 TWh. Det var opprinnelig basert på en kartlegging tidlig på 1990-tallet, men er siden oppdatert med nye og vernede prosjekter [21]. Flere prosjekter ble imidlertid basert på virkningsgrader fra Samlet plan-studiene for 20 år siden og bør oppdateres i forhold til dagens teknologi. De viktigste faktorene omfatter bedre turbiner med høyere virkningsgrad, spesielt for Pelton- og Francis-turbiner. Mens oppgraderinger på 1990-tallet kunne heve maksimal virkningsgrad fra typisk 90 til 93 %, vil en i dag kunne oppnå 95 %. Utskifting av turbiner eller løpehjul kan derfor gi en betydelig energigevinst og gjøre flere slike prosjekter lønnsomme.

En rekke eldre kraftverk har fortsatt meget gamle turbiner, hvor en oppgradering vil være helt nødvendig og lønnsom før 2030. Figur 17



**Figur 17** Rånåsfoss kraftverk med Francis-turbiner før oppgradering (Foto: K. Bendiksen)

viser Akershus Energis anlegg på Rånåsfoss, med 6 aggregater med Francisturbiner fra 1922 som nå etter hvert skiftes ut med vertikale aggregater med propellerturbiner. Samtidig gjøres det forbedringer med hensyn til flomtap og bedre tilfang som, selv om dam og fallhøyde er som før, vil gi betydelig økt produksjon på totalt 60 GWh/år. Det er en generell trend; opprustning kombinert med økt vanntilfang og regulering fører lettest til oppgradering av gamle kraftverk. Oppgradering alene fortøner seg ofte ulønnsomt. Arbeidet krever kortere eller lengre stans i produksjonen, med en betydelig ekstrakostnad i tillegg til selve investeringene, og utsettes gjerne for lenge.

Et annet oppgraderingsprosjekt som gir svært positiv miljøgevinst, er knyttet til Statkrafts Eiriksdal-utbygging på ca. 80 MW, med en anslått produksjon på ca. 320 GWh i normalår. Det forventes å gi Dalsdalen og Daleelva i Høyanger tilbake bortimot 70 % av den opprinnelige vassføringen, noe som vil ha meget positiv effekt på lakse- og sjøørretbestanden i vassdraget. Eksisterende luftspenn erstattes av jordkabler, de to eldste kraftverkene legges ned og det skal gjennomføres en større opprydding i området.

Det pågår en rekke oppgraderings- og utvidelsesprosjekter over hele landet, på vel 300 MW med anslått årsproduksjon på ca. 0,8 TWh i følge NVE. Det var pr. 1.1.2013 gitt endelig tillatelse til opprusting og utvidelse av 15 andre anlegg på til sammen 227 MW med anslått årsproduksjon på ca. 0,34 TWh [23].

Opprusting av kraftverk og reduksjon av flomtap har et teoretisk potensial på anslagsvis 15 TWh/år. Med dagens markedsbetingelser er det imidlertid i følge NVE bare 2 TWh av dette som er teknisk/økonomisk interessant. Oppgraderings- og utbyggingsprosjekter med overføring av mer vann eller økt regulering utgjør i tillegg ca. 3 TWh [23]. Men det er spesielt denne type prosjekter som kan medføre miljøutfordringer (kategori II i Samlet plan). Det forventes derfor oppgraderingsprosjekter som konservativt anslått vil øke vannkraftproduksjonen med minst 5 TWh/år, og som på grunn av alder må gjennomføres før 2030.

### **Utbygging av nye «store» vannkraftanlegg**

Det siste store vannkraftprosjektet i Norge var Statkrafts Svartisen-utbygging. Kraftverket på 350 MW ble satt i drift i 1993 og har en midlere årsproduksjon på 2,2 TWh. Det ble i 2012 gitt fem nye konsesjoner for utbygging av store (> 10MW) vannkraftanlegg på til sammen 148 MW med anslått årsproduksjon på ca. 0,5 TWh. Det var 51 nye konsesjonssaker for utbygging av store anlegg til behandling hos myndighetene pr. 1.1.2013, på til sammen 2,4 GW med anslått års-

produksjon på ca. 4,4 TWh [23]. Utbygging av nye store vannkraftverk er altså i ferd med å komme i gang igjen, og det anslås konservativt, basert på igangsatte og konsesjonssøkte prosjekter, at produksjonen vil øke med minst 5 TWh/år før 2030.

### **Økt vannkraftproduksjon ved pumpekraft**

Pumpekraft baseres på å pumpe vann fra lavereliggende områder nedstrøms opp i regulerbare magasiner i perioder med lav kraftpris, som så kan benyttes senere, fortrinnsvis i perioder med høy kraftpris. Det kan også øke vannmagasinenes kapasitet til å dekke svingninger i kraftnettet som følge av reduksjon eller bortfall av vind- eller solkraft i perioder med vindstille eller lite sol. Pumpekraft brukes i beskjeden grad i Norge i dag, med en kapasitet på ca. 1 GW som bare delvis utnyttes. Det er imidlertid et meget stort potensial for pumpekraft og et økende behov for regulerbar kraft i det tyske markedet. NVE har i en studie fra 2011 [41] anslått potensialet til 16,5 GW, men til relativt høye kostnader. Studien viser at det ved markedspris på 40 øre/kWh vil kunne være en merkostnad på omkring 20 øre/kWh for større kraftverk. Det er i denne studien lagt til grunn en økning av produksjonen på 5 TWh/år i 2030, som anses konservativt. Men det kan i enkelte tilfelle gi vesentlige miljøutfordringer.

### **Økt vannkraftproduksjon som følge av våtere klima**

Klimaendringer vil i følge en studie fra IFE, Meteorologisk institutt, NVE og Universitetet i Oslo [26] påvirke det norske energisystemet fremover på flere måter, med hensyn til fornybare energiresurser og energibehov mot 2050. Studien er basert på ti sett ulike klimadata, fem globale klimamodeller og seks fremtidige utslippsscenarioer.

Hovedkonklusjonen er at Norge kan få et betydelig høyere vannkraftpotensial som følge av økt tilsig på grunn av mer nedbør og høyere temperatur. Det anslås å gi en produksjonsøkning på 3,5–14 TWh i 2030, avhengig av scenario [26]. Studien anslår videre at basispotensialet for norsk vannkraft, *uten* å ta hensyn til klimaendringer, vil øke til 149 TWh/år, hvorav 134 TWh fra store og 15 TWh fra små kraftverk i alle scenariene, slik at den totale vannkraftproduksjonen anslås til 152–163 TWh/år.

Det kan etter hvert også bli teknisk-økonomisk mulig og samfunns-økonomisk meget lønnsomt å bygge «flomkraftverk», primært for å begrense de omfattende skadene ved flom og ras i mange deler av landet som følge av økt nedbør. Dette er ikke vurdert i denne studien.

Det legges konservativt til grunn at vannkraftproduksjonen vil øke med 5 TWh/år (laveste scenario i [26]) som følge av økt vanntilsig på grunn av fuktigere klima mot 2030.

## 5.2 Total kraftproduksjon i 2030

### Vannkraft

Denne analysen viser at det er et realiserbart teknisk/økonomisk vannkraftpotensial på minst 30 TWh/år som, hvis forholdene legges til rette, kan gi en brutto vannkraftproduksjon på 160 TWh/år i 2030, basert på NVEs anslag over dagens midlere årsproduksjon på 130 TWh. Veksten består av 10 TWh småkraft, 5 TWh oppgradering og utbygging av eksisterende anlegg, 5 TWh ny stor vannkraft, 5 TWh fra økt bruk av pumpekraft og 5 TWh fra økt tilsig som følge av våtere klima, jf. kap.5.1 og tabell 3.1. Det samsvarer som nevnt godt med en ny studie av effekten av klimaendringer på norsk vannkraftpotensial og energibehov, som anslår den totale vannkraftproduksjonen til 152–163 TWh/år i 2030 [26].

Selv om dette i *sum* representerer en renessanse for vannkraften over de neste 10–15 årene, vil det i realiteten neppe fortone seg slik. Det er langt fra den såkalte 7,2 %-epoken etter krigen, med en dobling av produksjonen hvert tiår frem til omkring 1970 [5]. Det er den klart mest miljøvennlige og over tid lønnsomme måten å skape en bærekraftig norsk energiforsyning på. Det gir rom for å kutte fossil energibruk med inntil 60 % og få en fornybarandel opp mot 90 % i 2030, jf. kap.5.6. Dette kan fullt ut gjennomføres innenfor de politiske rammer som i dag foreligger i Samlet plan, klimameldingen, sertifikatordningen, etc. Potensialet er altså langt større hvis det åpnes for skånsom utbygging av et fåtall vernede vassdrag.

En massiv utbygging av subsidiert vind- og solkraft i Nord-Europa forventes imidlertid å gi tidvis overkapasitet og lave priser i det nordiske kraftmarkedet på kort sikt. Det vil derfor være behov for støtteordninger også til norske vannkraftutbygginger, f. eks. en kombinasjon av politiske stimuleringsiltak og videreføring av sertifikatmarkedsordningen etter 2020, inntil utfasingen av 100 TWh/år tysk kjernekraft slår inn i markedet for fullt. Sammen med økt kvotepris på CO<sub>2</sub> forventes det å gi betydelig høyere etterspørsel og kraftpris. Kraftmarkedet vil da igjen være den sterkeste drivkraften for nye utbygginger, og behovet for støtteordninger bør etter hvert falle bort. Men det vil være uheldig ikke å utnytte de unike mulighetene vannkraftutbygging nå gir. Det kan stimulere en feilslått utbygging av ineffektive, ulønnsomme vindparker med sterkt variabel produksjon. Dette bidrar ikke til å løse utfordringene i markedet, men snarere forsterke dem.

### Vindkraft

Basert på tildelte konsesjoner på 5,9 TWh/år og forventet utvikling i sertifikatmarkedet, legges det til grunn en begrenset utbygging av norsk vindkraft, til 5 TWh/år i alle scenarier, jf. kap.3.1.3. En eventuell beslutning om elektrifisering av sokkelen basert på offshore vind kan imidlertid endre dette.

### Gasskraft

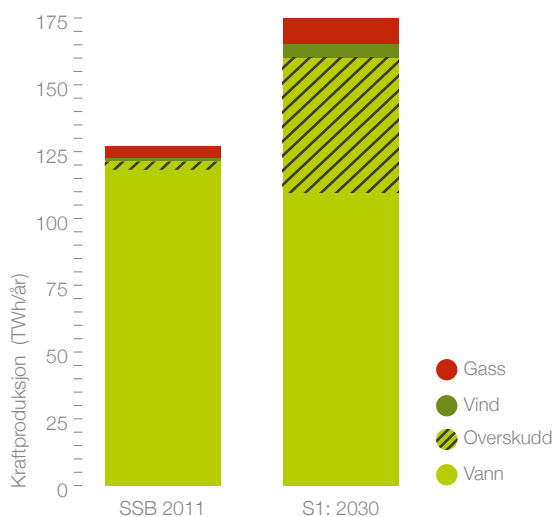
Det legges til grunn en begrenset utbygging av gasskraft, basert på myndighetenes mål om realisering av minst ett storskala demoanlegg for CO<sub>2</sub>-håndtering. Det forventes også bedre utnyttelse av eksisterende kapasitet på ca. 5 TWh/år, til i sum ca. 10 TWh/år i 2030. Til sammenligning hadde Kårstø-kraftverket en produksjon på 3,5 TWh i 2011. All norsk gasskraft forutsettes å ha CO<sub>2</sub>-håndtering og minimale CO<sub>2</sub>-utslipp i 2030.

### Solkraft

Det forventes en betydelig vekst i bruk av solenergi, spesielt i bygningsintegreerte løsninger, jf. kap.3.3, men ingen vesentlig norsk nett-tilknyttet solkraftproduksjon i 2030 (< 1 TWh/år).

### Total innenlands kraftproduksjon i 2030

Norsk kraftproduksjon blir da, som vist i figur 18, på ca. 175 TWh brutto i 2030. Den vil være 100 % bærekraftig; basert på 94 % fornybar energi og 6 % gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering.



**Figur 18:** Brutto innenlands kraftproduksjon fordelt på energikilder i 2030 (2011 til venstre)



Det gir ca. 165 TWh netto total og 155 TWh netto fornybar kraftproduksjon, inklusive 5 TWh vindkraft i 2030.

### 5.3 Total energiproduksjon for innenlands bruk i 2030

#### Kraftproduksjon

Norsk kraftproduksjon blir altså i dette scenariet på brutto ca. 175 TWh i 2030. Med et totalt kraftforbruk på ca. 124 TWh brutto, inklusive energiproduserende næringer og omvandling til andre energivarer på 10 TWh og nett-tap på 10 TWh, medfører det at Norge da kan få et kraftoverskudd på 50 TWh i normalår, som vist i figur 18. Dette er et meget robust scenario med hensyn til forsyningssikkerhet, som gir store muligheter for å videreutvikle norsk kraftforedlende industri og styrke dens konkurranseevne i et fremtidig marked med stigende kvotepriser på CO<sub>2</sub>-utslipp. Det gir for øvrig nok fornybar kraft til å «elektrifisere» transportsektoren og eventuelt deler av olje- og gassproduksjonen på norsk kontinentalsokkel, jf. kap.5.5. Alternativt medfører det betydelig risiko for at stadig større kraftvolum «låses inne», hvis det ikke bygges nye eksportkabler til kontinentet. Det kan i så fall gi rom for en netto eksport i normalår på hele 50 TWh, jf. tabell 1.1 og kap. 5.6.

#### Bioenergi og fjernvarme

Det legges til grunn at regjeringens mål om 14 TWh/år ny bioenergiproduksjon i 2020 kan nås før 2030. Det gir en moderat årlig vekst i bioenergi til 33 TWh i 2030, hvorav 10 TWh fjernvarme og 7 TWh biodrivstoff. Det vil si at ca. 15 % av forventet energiforbruk i transportsektoren dekkes av biodrivstoff i 2030 i dette scenariet, jf. kap.5.4 og tabell 1.1.

#### Total energiproduksjon for innenlands bruk

Det gir en total brutto fornybar energiproduksjon på 198 TWh i 2030; 165 TWh vann- og vindkraft og 33 TWh bioenergi. Med 10 TWh gasskraft med CCS og et fossilt energiforbruk (uten CCS) på ca. 57 TWh, jf. kap.5.5, blir den totale brutto energiproduksjonen i Scenario 1 på ca. 265 TWh og 255 TWh netto årlig i 2030, jf. tabell 3.2–4.

### 5.4 Økt energieffektivitet

Myndighetene har satt høye mål for energieffektivisering og omlegging fra fossil til fornybar energi. Det er etablert en rekke støtteord-

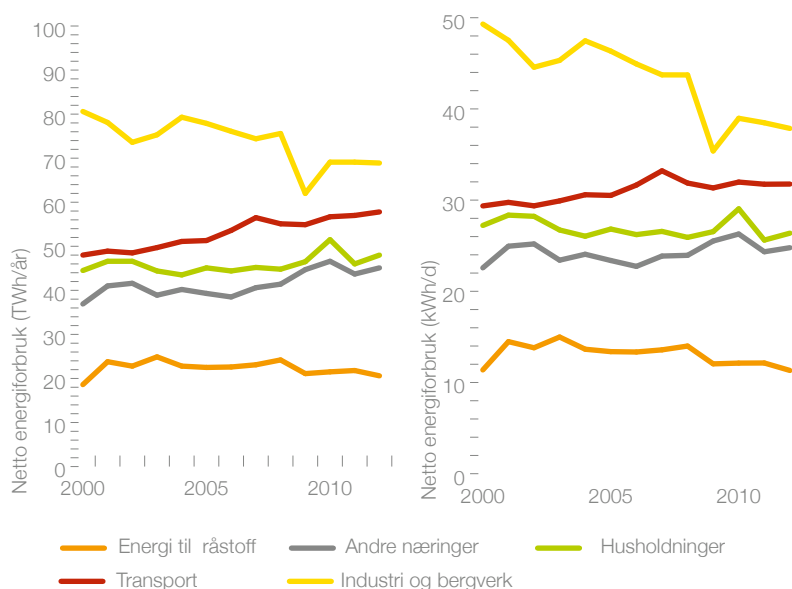
ninger, tiltak og reguleringer, jf. klimameldingen [9], Byggeteknisk forskrift TEK 2010 [10], Nasjonal transportplan 2014–2023 [18], St. prp. 33S [25] og en rekke EU-direktiver godkjent av Stortinget.

Satsing på energieffektivisering har gitt betydelige resultater i næringslivet, spesielt i industrien, hvor energiforbruk pr. produsert enhet har gått kraftig ned de siste tiårene. Det har medført at det totale energiforbruket i disse sektorene (industri og bergverk, andre næringer) ikke har økt, selv om virksomhetenes volum har vokst betydelig, jf. figur 19. Den kraftige reduksjonen på 10 TWh/år i industri og bergverk skyldes imidlertid delvis redusert aktivitet og nedleggelser i årene 2000–02 og 2008–09.

For å få en bedre forståelse av virkningen av effektiviseringstiltak, kan det igjen være klagjørende å se nærmere på utviklingen i energiforbruk *pr. person* de senere år. Selv om det har vært en svak vekst i sektorvis energiforbruk, har forbruket per *person* ikke økt, men faktisk gått litt ned de siste årene. Det kommer klart frem til høyre i figur 19, og er spesielt markant for sektoren industri og bergverk. Trenden er konstant eller svakt fallende i samtlige sektorer, selv i transportsektoren. Det betyr at det har vært en *netto* energieffektivisering som har mer enn holdt tritt med forbruksveksten på grunn av økt folketall og kjøpekraft.

Som nevnt, er energieffektivisering i industri og næringsliv markedsdrevet og drivkraften er økt konkurranseevne og lønnsomhet.

**Figur 19** Utviklingen i sektorvis netto energiforbruk; totalt til venstre, per person til høyre



Motivasjonen for økt energieffektivisering i privat forbruk er komplisert, og innsparinger ett sted går ofte til økt forbruk på andre områder (større boliger, biler, reiser, forbruksvarer, etc.). Det totale private energiforbruket (i kategoriene husholdninger og transport) har derfor vokst kraftig over flere tiår. Som vist i figur 19, er denne trenden nå brutt. Det kan tyde på at politiske energieffektiviseringstiltak i privat forbruk nå omsider får en *netto* effekt og at potensialet faktisk kan realiseres i alle sektorer.

I det følgende redegjøres det først kort for enkelte viktige sektorovergrepene potensial og tiltak for energieffektivisering. Basert på disse og andre tiltak anslås deretter sektorvis realiserbar energieffektivisering i 2030 basert på dagens folketall, som så korrigeres for befolkningsvekst i kap.5.5.

### **Sektorovergrepene effektiviseringstiltak**

#### *Boliger og yrkesbygg*

Omkring halvparten av all stasjonær energibruk innenlands er i boliger og yrkesbygg, henholdsvis ca. 45 og 35 TWh årlig [8]. Enova har i en studie fra 2012 [10] analysert energibehov og -effektivisering i norske bygg mot 2020, og konkluderte med at det bare på dette området er et teoretisk potensial på hele 65 TWh/år totalt. Teoretisk potensial er definert som forskjellen mellom dagens energibruk i et bygg og dets energibruk basert på et fremtidig teknisk nivå (TEK standard). Økonomisk potensial baseres på at effektiviserings-tiltakene skal være lønnsomme over tid. Det realistiske potensialet baseres på dette, men tar hensyn til at selv om tiltakene er lønnsomme, blir de ikke alltid gjennomført. Det teoretiske potensialet bør betraktes som ønsketenkning, og i denne studien vil enten teknisk eller økonomisk potensial legges til grunn.

Det tekniske potensialet ved å heve hele bygningsmassen til nær nullenergibygger er beregnet til 31,5 TWh/år i 2040, tilnærmet likt fordelt på passive og aktive tiltak, med henholdsvis 15 og 16,5 TWh/år. De viktigste passive tiltakene omfatter ventilasjon, varmegjenvinning, dører og vinduer og i mindre grad isolasjon [10]. Aktive tiltak er i hovedsak basert på varmepumper. Det ventes i tillegg en betydelig varmeproduksjon fra bygningsintegrerte solfangere i 2030.

Myndighetene har satt ambisiøse mål for energieffektivisering i bygg og har innført en rekke reguleringer og insentiver på området, jf. handlingsplanen for energieffektivisering i klimameldingen. Dette omfatter bl.a. skjerpede krav i Byggeteknisk forskrift (TEK 10), bedre støtteordninger gjennom Enova og Husbanken, som også skal stimulere til energieffektivisering ut over kravene i TEK 10, og innføring av

minstestandard for produkter som omsettes i Norge [9,10]. Bruken av oljekjeler i husholdninger skal fases helt ut mot 2020, blant annet ved tilskudd fra Enova. Regjeringen har i handlingsplanen videre skjerpet kravene i Byggeteknisk forskrift til passivhusnivå<sup>9</sup> i 2015 og nesten nullenerginivå<sup>10</sup> i 2020.

Regjeringen anslår at det vil gi 15 TWh årlig energieffektivisering i bygg frem mot 2020 [25]. Ettersom kun en begrenset del av bygningsmassen blir skiftet ut eller rehabilitert hvert år, vil imidlertid nye krav om passivhusnivå fra 2015 ha liten effekt i 2020. Men på lengre sikt forventes dette å redusere energibruken betydelig, slik at en stor andel av byggene er ført opp eller rehabilitert etter passivhusstandard eller tilnærmet nullenergi-standard innen 2040. Regjeringens ambisjon er at dette vil gi en halvering av energiforbruket i bygg, til 40 TWh årlig i 2040.

### *Varmebehov*

Det totale behovet for oppvarming var anslagsvis 45 TWh i bygg og 27 TWh til prosessvarme i industrien i 2011 [28]. Det produseres årlig ca. 20 TWh spillvarme, hvor halvparten er relativt høyverdig, med temperatur på over 60 grader. Det gir i teorien et betydelig potensial for bedre utnyttelse, spesielt til fjernvarme. Hovedutfordringen er at de fleste større varmekildene fins i grissgrendte strøk, med små behov og uten tilgjengelig infrastruktur for videre transport. Det er imidlertid en viss aktivitet innen utvikling av ny teknologi for å omforme lavtemperaturvarme til elektrisitet.

### *Varmpumper*

Det er i dag over 600.000 varmpumper i drift i Norge, som står for en varmeproduksjon på 8 TWh brutto og en netto energisparing på ca. 5 TWh årlig [42]. Den minste og enkleste typen «luft til luft»-anlegg med varmeeffekt på 4–8 kW har utgjort ca. 90 % av nye installasjoner de siste årene. Det er imidlertid et betydelig potensial og marked for andre typer varmpumper fra vannkilder eller jordvarme, som leverer varme og eventuelt kjøling til boliger, større bygninger, fjernvarmesystemer og industrianlegg.

<sup>9</sup> Passivhus skal ha ca. 50 % lavere netto energibehov enn dagens forskrifter krever. Passivhus-standard oppnås ved «passive» tiltak som bedre isolasjon, vinduer, dører, god varmegjenvinning og minimale luftlekkasjer.

<sup>10</sup> Nullenergibygg skal dekke byggets energibehov ved fornybar energi generert i eller nær bygget. De er ofte passivhus hvor energibehovet dekkes av solfangere, solceller, varmpumper og bioenergi.

Det teoretiske potensialet fra overflatevann er anslått til vel 15 TWh årlig, ca. 1/3 av energibehovet til oppvarming og kjøling; 13 TWh fra sjøvann, resten fra innsjøer. Potensialet er ca. 14 TWh til oppvarming og 1,6 TWh til kjøling. Ved å knytte sjøvannbaserte varmepumpeanlegg til fjernvarmesystemer kan det totale teoretiske potensialet økes til vel 20 TWh [29].

Selv om varmepumper vanligvis betraktes som et energisparetiltak, er de faktisk også Norges tredje største fornybare energikilde etter vannkraft og bioenergi. Men vannbåren varme anslås å koste typisk 2–3 ganger mer enn direkte elektrisk oppvarming for alle bygningstyper [29]. Offentlige støtteordninger blir derfor avgjørende for videre utbredelse av varmepumper i Norge. Det legges i denne studien derfor til grunn at varmepumper i sum bare vil stå for en økt årlig varmeproduksjon på 8–10 TWh brutto; 5 TWh i industrien og 3–5 TWh i bygg, og en total varmeproduksjon på 11–15 TWh brutto i 2030. Det gir en økt *netto* energisparing på 3–5 TWh til ca. 8–10 TWh totalt i 2030, jf. tabell 2 og 5.

### *Klimaendringer*

Klimaendringene forventes å føre til redusert oppvarmingsbehov i husholdningene og tjenesteytende sektor på totalt 3,5–5 TWh årlig, men de vil samtidig medføre økt kjølebehov på 0,4–0,7 TWh i 2030. Det betyr en netto reduksjon i det totale oppvarmingsbehovet på 3–4,5 TWh i 2030 i forhold til hva det ellers ville vært [26].

### **Husholdninger og andre næringer**

Det tekniske potensialet for aktive tiltak er i følge Enova klart størst for småhus og boligblokker. Hvor mye som faktisk kan realiseres, avhenger som nevnt av en rekke faktorer, bl.a. kostnadsutvikling, innovasjonstakt, virkemiddelbruk, forskrifter og en positiv markedsutvikling for passivhus. Enova-rapporten konkluderer med at det tekniske potensialet for energieffektivisering i boliger er på vel 13 TWh i 2020. Det forutsetter en total teknisk oppgradering av alle eksisterende boenheter til TEK 10-nivå i snitt i 2020, og at alle nybygg i perioden 2010–20 holder lavenerginivå. Det tekniske potensialet for energisparing i yrkesbygg utgjør knapt 20 TWh/år i 2020 [10]. Det største potensialet ligger i forretningsbygg, fulgt av kontorbygg, lett industri, verksteder og skolebygg. Det *reelle* potensialet for videre effektivisering er meget usikkert, men basert på tidligere rehabiliteringstakt har Enova beregnet at 1,4–3 TWh av det tekniske potensialet i boligmassen og 3–4,5 TWh i yrkesbygg kan realiseres mot 2020.

Dette scenariet legger til grunn at det tekniske potensialet for bygg

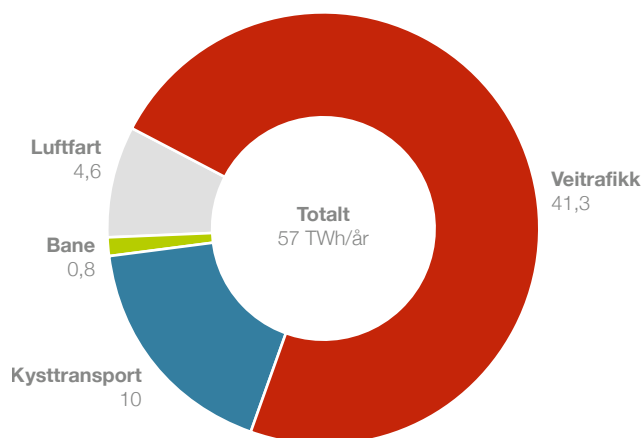
delvis kan realiseres, ikke i 2020, men med teknologiforbedringer til 50 % i 2030. Det gir en forventet total årlig energieffektivisering på 7 TWh i boliger og 10 TWh i yrkesbygg; totalt 17 TWh/år i 2030. Av dette utgjør passive tiltak 9 TWh, varmepumper 5 TWh og klimaendringer 3 TWh årlig, jf. tabell 2.1, alt basert på dagens folketall.

Dette er pessimistisk i forhold til regjeringens mål om økt energieffektivisering i bygg på 15 TWh/år fra iverksatte tiltak allerede i 2020, og på hele 40 TWh i 2040, når kravet om at nye bygg skal være på tilnærmet nullenerginivå har virket en tid [25]. Det betyr at eksisterende og varslede tiltak, hvis de virker, forventes å gi langt større reduksjoner enn lagt til grunn her.

### Transportsektoren

Det årlige energiforbruket i transportsektoren fordeler seg som illustrert i figur 20 på fire hovedgrupper; bane, luftfart, veitrafikk og kysttransport [8]. Her er utenlands sjø- og luftfart på totalt 10 TWh/år ikke medregnet.

Hele 97 % av energiforbruket i veitrafikken i 2011 ble dekket av fossilt drivstoff, resten av bioenergi. Banetrafikken dekkes nesten fullt ut av elektrisitet. Kyst- og luftfart dekkes helt av fossil energi, slik at 96 % av forbruket i sektoren dekkes av fossil energi, jf. figur 7. Som det fremgår av figur 19, økte forbruket jevnt fra 48 TWh i 2000 til 56,4



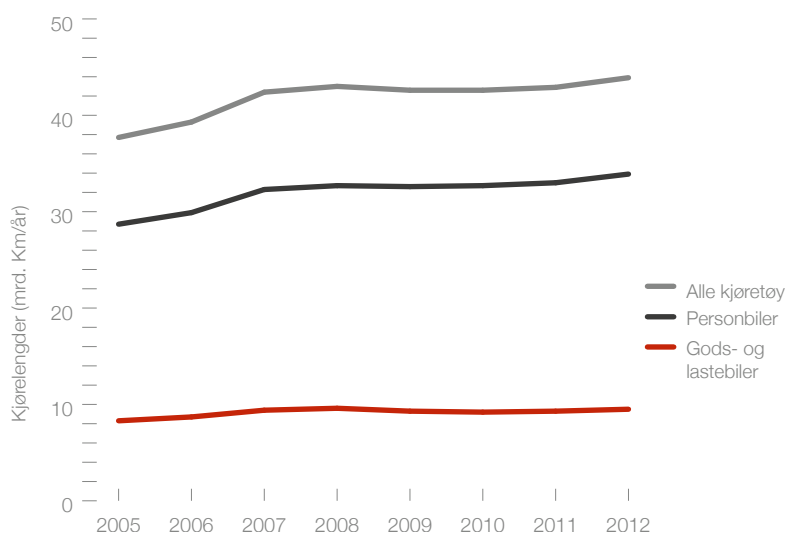
**Figur 20** Energiforbruk i transportsektoren fordelt på hovedområder (SSB 2011; TWh/år)

TWh i 2007. Siden har det faktisk stabilisert seg på vel 56 TWh. Det gjelder også veitransporten, som har stabilisert seg på ca. 41 TWh/år siden 2007 [8].

Sektorens potensial for energieffektivisering mot 2030 kan da uttrykkes som en sum av bidragene fra hver av de fire hovedgruppene, og er beregnet i vedlegg 1. Som det fremgår av Figur 20, har veitrafikken det klart største energiforbruket, og potensialet for effektivisering her behandles først.

Det var 1. januar 2013 vel 3 mill. registrerte kjøretøyer i Norge, hvorav 2 1/2 mill. personbiler og 1/2 mill. vare- og lastebiler [31]. Antallet har økt med henholdsvis 29 og 65 % det siste tiåret, eller ca. 26 og 58 % justert for befolkningsveksten.

Som det fremgår av figur 21, økte total kjørelengde (i milliarder km) betydelig før 2007, med ca. 13 % for alle slags kjøretøy, inklusive person-, gods- og lastebiler, på bare to år fra 2005 til 2007. Total kjørelengde flatet deretter ut og stabiliserte seg på henholdsvis 43, 33 og 9 mrd. km for alle kjøretøy, før den steg svakt igjen fra 2010 med henholdsvis 3,7, 5,3 og 0,9 %, i følge SSB [8]. Men, med en vekst i folketallet på ca. 0,4 mill. i perioden, har total årlig kjørelengde pr. person gått ned med 3,3 % (fra 9100 km/person/år i 2007 til 8800 i 2011). Denne studien legger den gjennomsnittlige årlige vekstraten i 2007–12 på 0,7 % til grunn, dvs. ca. 15 % for veitrafikken som helhet



**Figur 21** Årlige kjørelengder (SSB 2011[8])

mot 2030. Potensialet for redusert energibruk bestemmes i hovedsak av tre faktorer; midlere kutt i drivstofforbruk pr. kjøretøytype og km, endring i km kjørt pr. kjøretøytype pr. år og netto endring i antall kjøretøyer i perioden 2011–30. For personbiler kan det med rimelig nøyaktighet i denne sammenheng forenkles til to faktorer; midlere kutt i drivstofforbruk pr. km pr. bil og endring i km kjørt for alle biler pr. år i perioden 2011–30.

De nordiske landene har satt meget høye mål for effektivisering og omlegging til fornybar energi i transportsektoren. Sverige har ambisjon om å fase ut fossil energi innen 2030, Norge og Danmark om at sektoren skal være karbonnøytral innen 2050. Norge har et konkret mål om 10 % fornybarandel i 2020, og 100 % i 2030 ved bindende global klimaavtale [30]. Denne studien omhandler kun forbruk og effektivisering i Norge, ikke en livsløpsbetraktning som også tar med forbruk i land hvor biler og batterier produseres, transport og opphugging.

Det fins allerede fornybare alternativer på markedet, som biodrivstoff, el- og hybridbiler, men de står i dag for en liten andel på 3–4 % av bilparken i Norge [31]. De forventes imidlertid å øke markedsandelen betydelig fremover etter hvert som batteriteknologien modnes og de blir mer konkurransedyktige. Elbiler utgjorde 2,8 % av nybilsalget i 2012, en dobling fra 2011. I tillegg ble det registrert ca. 6 500 personbiler med hybriddrift, også en dobling fra året før, med en markedsandel på 3,3 % i 2012, i følge Opplysningskontoret for veitrafikken [32]. Pr. 1. juli 2013 var det ca. 12 600 ladbare biler i Norge; 12 100 elbiler og 500 plug-in hybridbiler. Ved utgangen av 2013 er det registrert en dobling av nye personbiler med hybriddrift i forhold til samme periode i fjor, og de har en markedsandel på 6 %. Dette er så langt eksponentiell vekst, dog fra et lavt nivå.

Denne studien legger til grunn at EUs krav til bilfabrikkene om å redusere CO<sub>2</sub>-utslippene for nye personbiler til 95 g/km i 2020 gjennomføres, og at energieffektiviteten øker tilsvarende. EUs ambisjon er å komme under 90 g/km i 2030, mens regjeringen i klimameldingen og Nasjonal transportplan har som mål at de i gjennomsnitt ikke skal overstige 85 g/km i 2020 for nye biler. I Norge lå de på ca. 140 g/km i 2010. Dette scenariet legger konservativt til grunn at bare 70 % av alle ikke-elektriske kjøretøyer i snitt tilfredsstiller EUs utslippskrav og at energiforbruket reduseres tilsvarende i 2030.

Norge har innført en rekke økonomiske tiltak for å stimulere overgang til kjøretøyer basert på fornybar energi, bl.a. prissubsidier, fritak for registreringsavgift, moms, vei- og bomavgifter og fri parkering. [18,30]. Dette scenariet legger til grunn at myndighetenes mål om at minst 10 % av energiforbruket i transportsektoren skal dekkes av fornybar energi innen 2020 gjennomføres og at satsingen i Nasjonal



transportplan [18] videreføres mot 2030 slik at ca. 14 TWh (knapt 30 %) da dekkes av fornybar energi; 7 TWh elkraft og 7 TWh/år bærekraftig bioenergi. Det er konservativt, spesielt i forhold til Stortingets ambisjon om 100 % fornybarandel i 2030, forutsatt global klimaavtale [30]. Det forutsettes en relativt beskjeden overgang fra vei til bane, til totalt 2 TWh i 2030. Det medfører at elbilenes andel av energiforbruket i vei-trafikken blir på 5 TWh/år (15 %) i 2030.

Basert på disse forutsetningene er det i vedlegg 1 beregnet en reduksjon i energiforbruket i den ikke-elektriske del av veitrafikken på ca. 11 TWh i 2030 (ikke korrigert for kjørelengde), og ca. 8 TWh/år, basert på dagens folketall.

Elbilene oppgis å ha et forbruk på 1,2–1,8 kWh/mil<sup>11</sup>, minst tre ganger lavere enn bensin- og dieslbiler, og med minimale direkte CO<sub>2</sub>-utslipp. Nye hybridbiler oppgis å ha et typisk dieselforbruk under 0,3 l/mil og CO<sub>2</sub>-utslipp på 90–100 g/km, omtrent på EU-kravet i 2020 [33–34]. Disse forbrukstallene er omstridte og forutsetter spesielt for el-bilene et «snilt» kjøremønster. Men dagens batteriteknologi har et betydelig forbedringspotensial, noe som forventes å bringe ytelsene på minst ovennevnte nivå i 2030. Det betyr at overgang fra fossil til elektrisk fremdrift ikke bare reduserer det fossile energiforbruket, men også det *totale* energiforbruket betydelig. Det er i vedlegg 1 beregnet en reduksjon i det fossile energiforbruket på ca. 15 TWh og i det *totale* forbruket for elbiler på ca. 10 TWh for dette scenariet, forutsatt dagens kjørelengde og folketall.

Det forutsettes altså at total kjørelengde i veitrafikken som helhet, for alle kjøretøy, øker med 15 % i 2030 i forhold til dagens. Som vist i vedlegg 1, gir det et økt årlig forbruk på ca. 4 TWh og en netto nedgang i det totale energiforbruket i veitrafikken på anslagsvis 14 TWh i 2030, basert på dagens folketall.

For resten av transportsektoren, utenom vei- og banetrafikken, forutsettes energiforbruket per person konstant mot 2030 i dette scenariet. Utviklingen fremover avhenger imidlertid av flere faktorer, som fornybarandel og banetransportens andel. Sistnevnte forventes i følge IEA Nordic ETP [30] relativt uforandret, og øker altså bare med 1,3 til 2 TWh/år i dette scenariet. Det gir, som vist i vedlegg 1 basert på ovennevnte forutsetninger, en netto årlig nedgang i det totale energiforbruket i transportsektoren på anslagsvis 14 TWh i 2030, ikke korrigert for befolkningsvekst.

<sup>11</sup> 1l bensin ≈ 9,1 kWh; 1l diesel ≈ 10,1 kWh

### Industri og bergverk

Industrien, spesielt den energiforedlende, har de siste tiårene gjennomført omfattende energisparingstiltak, jf. figur 19. Enovas rapport [10] konkluderer likevel med at det er et realistisk potensial for videre effektivisering i industrien på ca. 2,5 TWh/år mot 2020, men til en betydelig kostnad. I dette scenariet legges det konservativt til grunn at dette bare delvis kan realiseres, med 1 TWh årlig i 2030.

Det er imidlertid et betydelig potensial for å redusere energiforbruket til prosessvarme i industrien, som var på hele 27 TWh i 2011 [28]. Det kan skje bl.a. ved bedre utnyttelse av spillvarme og mer effektive industrielle varmepumper. Det anslås at ca. 3 TWh/år av dette kan realiseres, noe som gir en netto energieffektivisering i industri og bergverk på knapt 4 TWh/år i 2030.

## 5.5 Netto sektorvis energieffektivisering korrigert for befolkningsvekst

Dette scenariet gir da en samlet reduksjon i årlig netto energiforbruk på 35 TWh mot 2030, basert på dagens folketall. Den fordeler seg sektorvis med 14 TWh på transport, 4 TWh på industri og bergverk, 10 TWh på andre næringer og 7 TWh på husholdninger årlig, jf. tabell 2.1. Det gir et hypotetisk netto årlig energiforbruk på ca. 181 TWh mot 2030, basert på dagens folketall.

I følge SSB forventes folketallet å øke fra 5 til 5,5–6,0 mill. i 2030, men tallene oppgis å være usikre [22]. Legges det konservativt til grunn at det totale energibehovet (eksklusive energi til råstoff) i 2030 vil være dagens energiforbruk pr. innbygger multiplisert med antall innbyggere i 2030, fratrasket effektivisering, får vi med en befolkning på 6 mill. et årlig energiforbruk på ca. 224 TWh<sup>12</sup>. Det gir altså en økning på 8 TWh/år totalt i forhold til dagens forbruk på 216 TWh. Det er da konservativt forutsatt at effektiviseringen på 35 TWh/år ikke avhenger av folketall. Legges SSBs laveste befolkningsanslag på 5,5 mill. innbyggere og samme forutsetninger til grunn, blir det årlige netto energibehovet i 2030 på ca. 203 TWh, altså en reduksjon på ca. 13 TWh.

Disse forutsetningene er imidlertid for konservative. For det første har energibehovet i sektorene energi og bergverk, jordbruk, fiske, bygg og anlegg vært fallende eller konstant de siste ti årene, selv med betydelig befolkningsvekst, og kan fortsatt forventes å være relativt

<sup>12</sup>  $216 \cdot 6/5,05 - 35 \approx 224$  TWh/år

uavhengig av denne. Derneft har ikke vekstandelen av befolkningen over dagens nivå samme høye energiforbruk per person som gjennomsnittet i dag; det vil gradvis avta og nærme seg gjennomsnittet i 2030. Det foreligger naturlig nok ikke data eller pålitelige prognoser for dette. Et realistisk og konservativt anslag bør kunne baseres på at vekstbefolkningen; nyfødte barn i perioden (med gjennomsnittsalder på ca. 9 år i 2030) og innvandrere har et energiforbruk *per person* på 2/3 av dagens mot 2030.

Gitt usikkerheten i befolkningsgrunnlaget, benyttes i denne studien middelverdien av SSBs to anslag, altså en befolkning på 5,75 mill. i 2030. Energibehovet i 2030 ( $E$ ) kan da estimeres ved en lineær ekstrapolering av dagens energiforbruk per person, multiplisert med antall nye innbyggere:

$$E(2030) \approx E_0 - E_{\text{eff}} + k \cdot (E_0 - E_1) \quad [1]$$

$$k = k_{\text{eff}} \cdot (5,75 - 5)/5 \quad [2]$$

hvor  $E_0$  er dagens totale eller sektorvise energiforbruk,  $E_1$  er det energiforbruket som forutsettes uavhengig av befolkningsvekst, innen rimelige grenser. Dette gjelder her industri og bergverk (69 TWh/år), jordbruk, fiske, bygg og anlegg (11 TWh/år); totalt ca. 80 TWh/år.  $E_{\text{eff}}$  er total eller sektorvis energieffektivisering frem til 2030,  $k$  er korreksjonsfaktor for befolkningsvekst og  $k_{\text{eff}}$  er midlere årlig energibehov for nye innbyggere frem mot 2030 i forhold til gjennomsnittlig årlig energibehov per innbygger i 2011, som nevnt satt til  $k_{\text{eff}} \approx 2/3$ .

Basert på ovennevnte forutsetninger gir relasjon [1–2] sektorvise årlige energiforbruk i 2030, korrigert for folketall, på 44 TWh for husholdninger, 48 TWh for transport, 65 TWh for industri og bergverk og 38 TWh for andre næringer. Det gir et totalt energiforbruk på 195 TWh/år netto, som for øvrig også kan beregnes direkte fra relasjon [1–2]), og en netto reduksjon korrigert for folketall på 21 TWh/år. Det utgjør bare 0,6 % årlig i snitt, eller 10 % i 2030, jf. tabell 1.1 og 2. Det er åpenbart ingen revolusjonerende kutt, med unntak av fossil energibruk i transportsektoren. Reduksjoner på dette nivået vil følge av iverksatte og planlagte tiltak, hvis ikke må myndighetenes satsing anses som helt feilslått.

## 5.6 Omlegging fra fossil til fornybar energibruk

Dette er utvilsomt den største utfordringen energisektoren står overfor, langt mer krevende enn å produsere nok fornybar energi. Netto innenlands forbruk av fossil energi var på ca. 90 TWh i 2011, eksklusive energi til råstoff. Det fordeler seg, som vist i figur 7, meget ulikt på sektorene. Transportsektoren har en fossilandel på hele 96 % og står også for det desidert største fossile forbruket, vel 55 TWh eller 60 % av det totale i 2011, jf. figur 4. Husholdningene har den laveste fossilandelen, på bare 4 %.

Varmepumper anslås å gi en økt energisparing på 5 TWh netto i 2030, jf. kap.5.4. Det ventes å erstatte fossilbasert oppvarming, unntatt i husholdningene. En del av effektiviseringsgevinsten mot 2030 spises imidlertid opp av befolkningsveksten, spesielt i sektorene transport og andre næringer hvor fossilforbruket er størst. Dette er beregnet og hensyntatt nedenfor.

### Husholdninger og andre næringer

Det ble i kap.5.4 beregnet et kutt i årlig netto energiforbruk i sektor andre næringer på ca. 6 TWh i 2030, korrigert for befolkningsvekst. Fossilandelen av dette anslås til dagens, 30 % eller ca. 2 TWh. Økt bruk av varmpumper anslås å gi en årlig reduksjon i fossil varme-produksjon i yrkesbygg på 3 TWh, og klimaeffekten vil være ca. 2 TWh i tillegg, jf. kap.5.4 og tabell 2.1. Økt bruk av fjernvarme basert på bioenergi kan gi en ytterligere fossil reduksjon på 2 TWh. Det gir et årlig kutt i fossilt energiforbruk på anslagsvis 8 TWh i andre næringer og 0,8 TWh i husholdninger. Årlig forbruk av bioenergi og fjernvarme vil da øke, og stå for henholdsvis 8 og 3 TWh i husholdninger, og henholdsvis 2 og 4 TWh i andre næringer i 2030, jf. tabell 1-2. Det totale årlige energiforbruket, korrigert for økt folketall, blir som vist i figur 23 redusert med 2 TWh til ca. 44 TWh i husholdninger og med vel 6 TWh til ca. 38 TWh i andre næringer i 2030.

### Transportsektoren

Selv om transportsektoren har det største fossile energiforbruket, hele 55 TWh i 2011, er det likevel ikke enkelt å få til betydelige kutt her. Det største potensialet er i veitransporten, med et forbruk på vel 41 TWh i 2011 og en fossilandel på 97 %. Men det er også et betydelig potensial i kysttransporten, hvor diverse oljeprodukter står for nesten 95 % av et årlig forbruk på 10 TWh, og resten dekkes av naturgass, jf. figur 20.

Dette scenariet legger som nevnt til grunn at myndighetenes mål og satsing i Nasjonal transportplan [18] videreføres mot 2030, slik at 29 % da dekkes av fornybar energi; 7 TWh elkraft og 7 TWh/år bære-

kraftig biodrivstoff, jf. kap.5.4. Det anslaget er meget konservativt, spesielt i forhold til Stortingets ambisjoner om 100 % fornybarandel i 2030, forutsatt global klimaavtale [30].

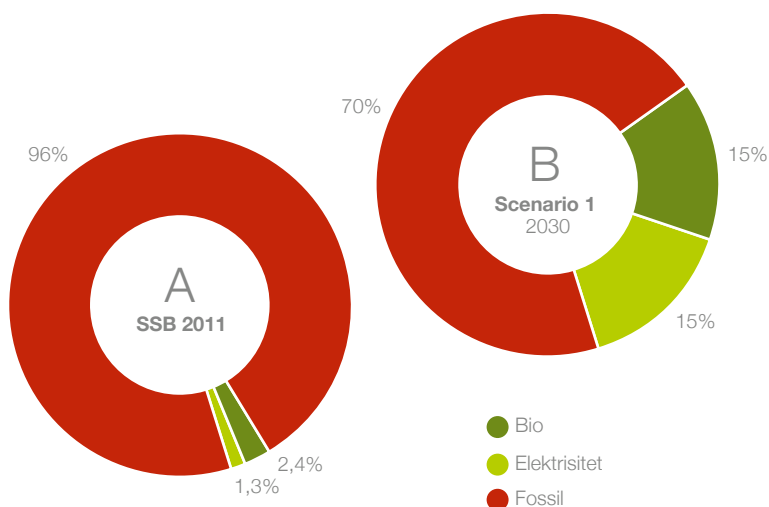
Det forutsettes at overgangen fra fossilbasert veitransport til bane fortsetter, og øker til totalt 2 TWh/år elektrisitet i 2030, og at omleggingen fra olje til naturgass i kysttrafikken går videre. Men omfanget av dette er usikkert og ikke eksplisitt tatt med her.

Det medfører en omlegging fra fossilbasert drivstoff til 5 TWh elektrisitet i veitrafikken, noe som vil gi en reduksjon i fossilt energiforbruk på ca. 15 TWh, basert på dagens folketall, jf. kap.5.4. En omlegging fra fossilbasert til biodrivstoff på 5,7 TWh/år til 7 TWh i 2030 gir i tillegg et kutt på 5,7 TWh i fossilt energiforbruk.

I sum medfører da omleggingen på 6,3 TWh fornybar elkraft og 5,7 TWh bioenergi et redusert fossilt energiforbruk i transportsektoren på ca. 21 TWh til 34 TWh årlig, inklusive energieffektivisering. Det gir, som vist i figur 22, en fornybarandel i transportsektoren på 30 % og en netto reduksjon i årlig fossilt energiforbruk på 38 % (21 TWh) i 2030. Det er godt under myndighetenes ambisjon i Nasjonal transportplan [18].

### Industri og bergverk

Hele den anslåtte reduksjonen i årlig varmebehov på 3 TWh forutsettes å redusere det fossile forbruket tilsvarende, til ca. 17 TWh av et totalt forbruk på ca. 65 TWh i 2030. Årlig forbruk av bioenergi ventes da å øke med 3 TWh til ca. 9 TWh, inklusive 3 TWh fjernvarme. Årlig forbruk av elkraft reduseres med 4 TWh til ca. 39 TWh, jf. tabell 1.1.



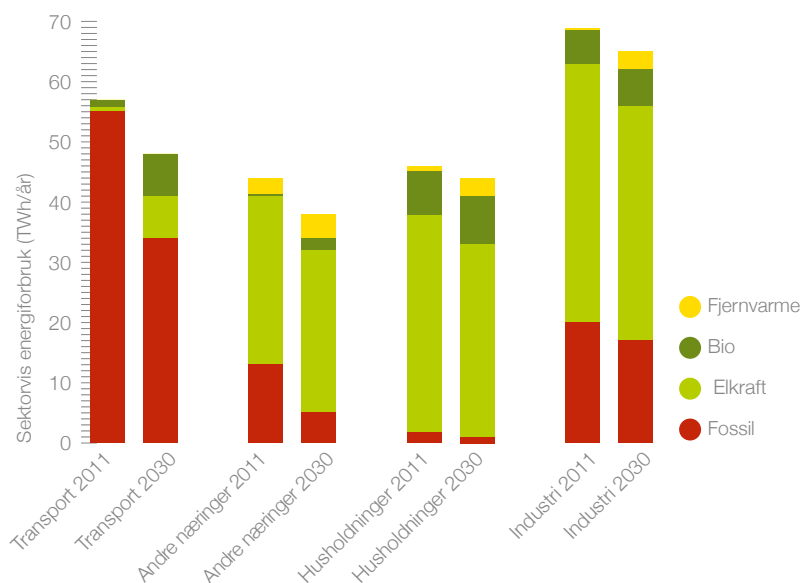
**Figur 22** Netto energiforbruk i transportsektoren fordelt på energikilder;

A) SSB 2011;  
B) scenario 1 i 2030

### Total reduksjon av fossil energibruk

Det vil altså ved en kombinasjon av energieffektivisering og omlegging være mulig å kutte fossil energibruk med 38 % i transportsektoren, 45 % i husholdninger, 62 % i andre næringer og 15 % i industri og bergverk. Det gir en reduksjon i totalt fossilt energiforbruk innenlands med 37 %, til 57 TWh årlig i 2030, jf. tabell 1.1. Det forutsetter at iverksatte og varslede tiltak mot 2020 faktisk gjennomføres før 2030, jf. kap.5.4. De viktigste omfatter økonomiske støtteordninger og reguleringer, spesielt med hensyn til bygg, fjernvarme, spillvarme, varmepumper, elektriske biler og kjøretøyer og biodrivstoff.

Videre kutt ut over dette for å komme ned mot 75 % i 2030 blir meget utfordrende og krever betydelige energisparings- og omleggingstiltak ut over det som er foreslått i kap.5.4, på totalt 37 TWh/år. Det kan i teorien oppnås ved enda større bruk av varmepumper, spillvarme og biobasert fjernvarme på 10 TWh/år til erstatning for fossilbasert varme, spesielt i industrien, hvor det er et betydelig prosessvarmebehov. Det krever også en generell omlegging av energiforbruket i transportsektoren til elektrisitet, spesielt en høyere andel el-kjøretøyer i veitrafikken. En større andel av godstrafikken må over på bane og skip, noe som i sum kan gi en reduksjon på anslagsvis 27 TWh årlig. Dette vil da kunne bringe det totale fossile energiforbruket innenlands ned mot 20 TWh i 2030, men det er neppe realistisk.



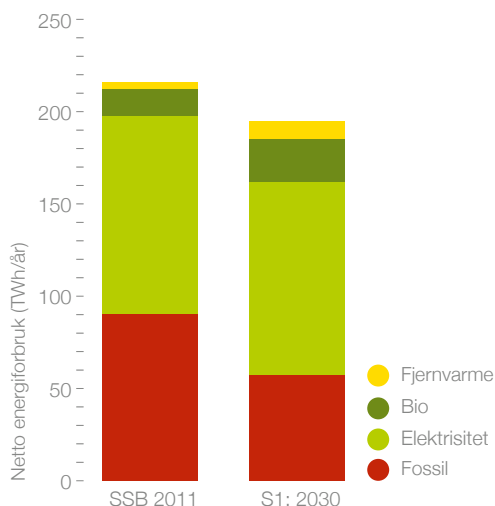
**Figur 23** Netto sektorvis energiforbruk (SSB 2011 til venstre, scenario 1 – 2030 til høyre)

## 5.7 Totalt innenlands energiforbruk i 2030

Basert på den sektorvise energieffektivisering og omlegging fra kap.5.5–6, kan da energiforbruket i 2030 beregnes, fordelt på energikilder, jf. tabell 1.1. Sektorvis energiforbruk i 2030 ble beregnet i kap.5.5 til ca. 44 TWh for husholdninger, 48 TWh for transport, 65 TWh for industri og bergverk og 38 TWh for andre næringer. Som det fremgår av figur 23, er fossil energibruk betydelig redusert fra dagens nivå i samtlige sektorer, mest i transportsektoren med 21 TWh (38 %), andre næringer med 8 TWh (62 %) og industri og bergverk med 3 TWh (15 %).

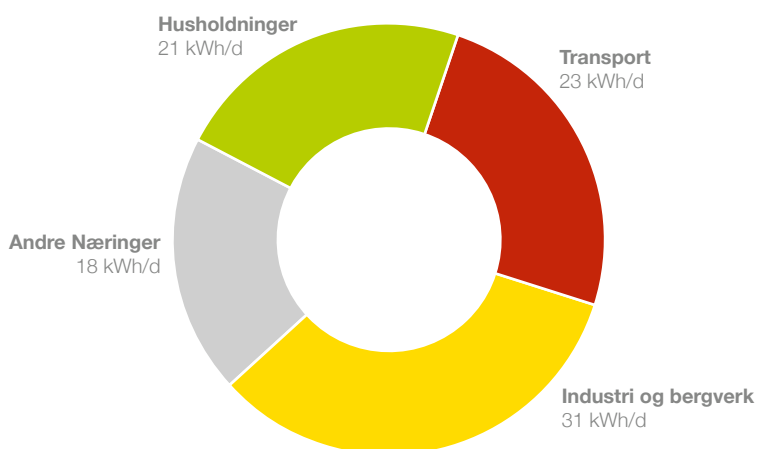
Bioenergi dekker anslagsvis 23 TWh årlig, hvorav 7 TWh i transport, 2 TWh i andre næringer, 8 TWh i husholdninger og 6 TWh i industri og bergverk. Fjernvarme vil årlig stå for 10 TWh, hvorav 3 TWh i husholdninger, 4 TWh i andre næringer og 3 TWh i industri og bergverk i 2030, som det fremgår av tabell 1.1 og Figur 23.

Det årlige nettoforbruket ble anslått i kap.5.5 til 195 TWh, en netto reduksjon på 21 TWh totalt i 2030, som vist i figur 24.



**Figur 24** Totalt innenlands netto energiforbruk, ekskl. energi til råstoff (SSB data 2011 til venstre, scenario 1 2030 til høyre)

**Figur 25** Netto sektorvis energiforbruk per person per dag (scenario 1 – 2030)



Fremstilles dette som gjennomsnittlig nettoforbruk per *person*, blir det 34000 kWh per år, eller knapt 93 kWh per person per dag i 2030, som er en nedgang på vel 20 % fra 120 kWh/pd i 2011. Som vist i figur 25, bruker hver enkelt av oss i gjennomsnitt ca. 21 kWh hjemme, 23 kWh til transport, 31 kWh til industri og bergverk og 18 kWh i andre næringer, hver dag. Denne sektorvise fordelingen er nokså lik dagens, gitt at energi til råstoff er uforandret.

Med et fossilt energiforbruk på ca. 57 TWh årlig blir den totale netto energitilførselen i 2030 på ca. 255 TWh; 165 TWh elektrisk kraft, 57 TWh fossil energi, 23 TWh bioenergi og 10 TWh fjernvarme. Med et årlig innenlands kraftforbruk på 125 TWh brutto og en total kraftproduksjon på 175 TWh gir det, som vist i tabell 1.1, rom for et midlere årlig kraftoverskudd på hele 50 TWh totalt, hvorav minst 40 TWh fornybar og resten gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering. Det gir en fornybarandel på 77 %, i følge SSBs beregningsmåte, jf. tabell 5.

## 5.8 Konsekvenser for innenlands CO<sub>2</sub>-utslipp

CO<sub>2</sub>-regnskapet er komplisert og er ikke detaljert beregnet eller analysert i denne studien. Reduksjonene bestemmes av en rekke faktorer, i hovedsak økt energieffektivitet, redusert fossilt forbruk, og omlegging fra fossil energi til fornybar vannkraft. Legges det til grunn at hele reduksjonen i fossilt forbruk på ca. 33 TWh/år skyldes effekti-



visering eller omlegging til vannkraft, bioenergi og fjernvarme med tilnærmet null utslipp, gir det grovt sett en reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslippene på anslagsvis 37 %. Målet om 75 % kutt i fossilt energiforbruk innenlands og i CO<sub>2</sub>-utslipp kan altså ikke nås i 2030 i dette scenariet. Norge produserer imidlertid mer bærekraftig utslippsfri energi årlig (198 TWh brutto) enn nettoforbruket innenlands (195 TWh), varmepumper ikke medregnet.

## 6. Scenario 2: Det bærekraftige alternativet

Dette scenariet ser på virkningen av en politisk satsing på energi-effektivisering og omlegging fra fossil til fornybar energibruk, basert på en helt ny generasjon teknologier. Det forutsettes at innføringen forseres ved policy og tiltak, bl.a. reguleringer og byggeforskrifter. Dette kan i sum gi en effektivisering på anslagsvis 56 TWh/år, hensyn tatt til befolkningsvekst. Spørsmålet er egentlig ikke om, men når, dette potensialet kan realiseres. 2030 er ambisiøst, og kan for enkelte teknologier være i tidligste laget.

### 6.1 Økt vannkraftproduksjon

Dette scenariet legger til grunn en mindre vekst i vannkraftproduksjon enn scenario 1 på 20 TWh/år, til 150 TWh/år brutto i 2030. Det er et nedjustert anslag som med samme begrunnelse som i kap.5.1, kan realiseres ved utbygging av ca. 8 TWh/år småkraft, 3 TWh/år ny «stor» vannkraft, 5 TWh/år oppgradering og utbygging av eksisterende anlegg og ca. 4 TWh/år på grunn av økt tilsig som følge av våtere klima. Det forventes ingen økt bruk av pumpekraft i dette scenariet. Produksjonsøkningen er konservativt anslått, og forutsettes i hovedsak kun et fungerende sertifikatmarked eller tilsvarende og etter hvert økte priser i det nordiske kraftmarkedet, jf. kap.5.1.

### 6.2 Total kraftproduksjon i 2030

Det legges til grunn samme utbygging av vindkraft som i scenario 1, til 5 TWh/år, jf. kap.5.2. Det forventes ingen vesentlig produksjon av norsk solkraft til nettet i 2030 (< 1 TWh/år) og heller ikke av elektrisitet fra bioenergi i 2030. Bygningsintegreerte solfangere vil imidlertid stå for en betydelig andel av varmebehovet i bygg med 3 TWh i 2030, jf. kap.6.4.

Det forutsettes samme begrensede utbygging av gasskraft som i scenario 1, med 1–2 nye storskala demoanlegg for CO<sub>2</sub>-håndtering og bedre utnyttelse av eksisterende kapasitet på anslagsvis 5 TWh/år netto, til ca. 10 TWh/år totalt, jf. kap.5.2. Alle gasskraftverk forutsettes å ha CO<sub>2</sub>-håndtering og minimale utslipp i 2030.

### 6.3 Total energiproduksjon for innenlands bruk i 2030

#### Kraftproduksjon

Total årlig innenlands kraftproduksjon blir da ca. 165 TWh brutto og ca. 155 TWh netto i 2030, herav ca. 94 % fornybar, jf. tabell 3. Dette er et meget robust scenario med hensyn til forsyningssikkerhet. Med et årlig brutto kraftforbruk på 122 TWh, inklusive forbruk i energiproduiserende næringer og omvandling til andre energivarer på 10 TWh og nett-tap på 10 TWh, kan Norge som vist i figur 18, få et kraftoverskudd på 53 TWh i normalår, jf. kap.6.7. Det gir samme muligheter som i scenario 1 til å opprettholde en konkurransedyktig norsk kraftforedlende industri og «elektrifisere» transportsektoren og olje- og gassproduksjonen på kontinentalsokkelen. Alternativt gir det betydelig risiko for at stadig større kraftvolum «låses inne» hvis det ikke bygges nye eksportkabler til kontinentet.

#### Bioenergi og fjernvarme

Det forventes samme moderate vekst i bioenergi som for scenario 1, til 33 TWh/år, hvorav 10 TWh/år Fjernvarme og 7 TWh biodrivstoff. Det vil si at ca. 20 % av forventet energiforbruk i transportsektoren på ca. 36 TWh/år kan dekkes av biodrivstoff i 2030.

#### Total energiproduksjon for innenlands bruk

Det gir en årlig netto fornybar energiproduksjon, eksklusiv varmepumper og solfangere på 178 TWh i 2030; 145 TWh fornybar kraftproduksjon og 33 TWh bioenergi, inklusive 10 TWh Fjernvarme. Med 10 TWh gasskraft med CCS og et fossilt energiforbruk (uten CCS) på ca. 35 TWh blir den totale netto energiproduksjonen for innenlands bruk i dette scenariet på ca. 223 TWh i 2030, jf. tabell 3. Det anslås videre en årlig produksjon på 1,5 TWh hydrogendrivstoff fra elektrisk kraft i 2030. Varmepumper og solfangere er ikke inkludert i fornybar energiproduksjon, men som netto energieffektivisering, jf. kap.6.4.

### 6.4 Økt energieffektivitet

Dette scenariet legger til grunn en vesentlig høyere energieffektivitet i alle sektorer mot 2030, hovedsakelig ved innføring av en helt ny generasjon energiteknologier. Det omfatter el-/hybridbiler med landsdekkende infrastruktur for lading, økt batterikapasitet, ledlys, hydrogenbiler, mer effektive varmepumper, fornybar varmeproduksjon, bygningsintegreerte solfangere og energisystembaserte løsninger

(distribuerte toveis kraftnett, lavenergibygge, etc.) og mer effektive industriprosesser.

Det forutsetter videre at myndighetene trapper opp satsingen på passivhus, nullenergibygge og spesielt varmepumper, som får en netto produksjon på 11 TWh, jf. tabell 2.2. Bygningsintegrerte solfangere vil dekke en betydelig del av varmebehovet i bygge i 2030, anslagsvis 3 TWh årlig. Det kan virke optimistisk, men er en helt nødvendig forutsetning for å nå myndighetenes mål om nullenergibygge i 2040. Det utgjør eksempelvis bare knapt 700 anlegg på størrelse med Akershus Energis solfangeranlegg på Lillestrøm (ca. 4,5 GWh/år).

Det forutsettes at myndighetenes vedtatte mål og tiltak mot 2020 realiseres og følges opp med nye tiltak mot 2030. Det gjelder spesielt lavenergibygge, varmeproduksjon, spillvarme, fossilt energiforbruk i transportsektoren (elbiler, biodrivstoff, hydrogen og nødvendig infrastruktur).

### Husholdninger og andre næringer

Dette scenariet legger til grunn samme virkemidler og tiltak som i scenario 1, men forutsetter at en større andel bygge når nullenerginivå før 2030. Det forventes å gi en årlig energieffektivisering i bygge på 15 TWh fra passive tiltak, 10 TWh fra varmepumper, 3 TWh fra solfangere og 3 TWh pga. klimaendringer, tilnærmet likt fordelt mellom boliger og yrkesbygge, jf. tabell 2.2. Det gir en forbedring av energieffektiviteten i husholdninger og andre næringer på totalt 24 TWh (27 %) i 2030, korrigert for befolkningsvekst, mot 9 % i scenario 1.

### Transportsektoren

Det legges til grunn tilsvarende politiske mål og tiltak som i scenario 1, men at de faktisk gjennomføres. Det gjelder spesielt CO<sub>2</sub>-utslipp fra nye personbiler, som i gjennomsnitt ikke skal overstige 85 gram/km i 2020, jf. kap.5.4. Det forutsetter at *hele* den ikke-elektriske bilparken (ca. 75 %) i snitt får en drivstoffeffektivitet tilsvarende et utslippsnivå på 85 gCO<sub>2</sub>/km i 2030.

Det legges videre til grunn at myndighetenes satsing i Nasjonal transportplan [18] videreføres mot 2030, slik at minst 16 TWh da dekkes av fornybar energi; 7,5 TWh (20 %) elektrisitet, 1,5 TWh/år (5 %) hydrogen produsert fra elektrisitet og 7 TWh (20 %) bærekraftig bioenergi. Det forutsetter en litt større overgang fra vei til bane enn i scenario 1, til totalt 2,5 TWh og en beskjeden overgang til hydrogenbiler. Det medfører at el- og hydrogenbilenes andel av energiforbruket i veitrafikken blir 6,5 TWh/år (25 %) i 2030. Det er konservativt anslått, spesielt i forhold til Stortingets ambisjoner [30].

Gjennomsnittlig kutt i energiforbruket for alle fossil- og biodrevne

biler i 2030 kan, under samme forutsetninger som i scenario 1, anslås fra EUs utslippskrav på 85 gCO<sub>2</sub>/km til 40 %, jf. kap.5.4. Et estimat for total netto energieffektivisering i denne delen av veitrafikken kan da utledes fra relasjon [V3], jf. vedlegg 1, til 12 TWh<sup>13</sup> i 2030, basert på dagens folketall og kjørelengde.

Det forutsettes videre at ny teknologi har realisert dagens formodning om at el- og hybridbiler har et energiforbruk på høyst 1/3 av dagens bensin-/dieslbiler per km, og at dette i snitt gjelder *alle* slike biler i 2030. Under samme øvrige forutsetninger som i scenario 1, vil en andel el-hybridbiler på 20 % gi et årlig elforbruk i veitrafikken på 5 TWh. Det vil da redusere det årlige *fossile* energiforbruket disse bilene erstatter med en faktor tre, ca. 15 TWh, og det *totale* forbruket med en faktor to, til 10 TWh, ved konstant trafikkvolum og dagens befolkning, jf. vedlegg 1.

En overgang fra fossil- til hydrogendrevne biler på 1,5 TWh/år anslås å erstatte et dobbelt så høyt fossilt forbruk, 3 TWh, og derved gi en årlig effektivisering og et redusert totalforbruk i 2030 på 1,5 TWh i forhold til dagens forbruk. I tillegg forutsettes altså veitrafikken redusert med 1,8 TWh/år ved trafikkoverføring fra vei til bane. Det anslås å erstatte et dobbelt så høyt fossilt forbruk, 3,6 TWh, og gi en årlig effektivisering og et redusert totalforbruk i veitrafikken på ca. 1,8 TWh i forhold til dagens.

Det gir, med effektivisering av den «fossile» bilparken på 12 TWh, en samlet reduksjon i energiforbruket i veitrafikken fra relasjon [V2] i vedlegg 1 på ca. 27 TWh<sup>14</sup> i 2030, basert på ovennevnte forutsetninger, dagens kjørelengde og folketall. Det legges til grunn samme økning i total kjørelengde som i scenario 1, på 15 % for veitrafikken som helhet mot 2030, jf. kap.5.4. Det gir økt årlig forbruk på ca. 2 TWh, basert på dagens folketall<sup>15</sup> og en netto nedgang i det totale energiforbruket i veitrafikken i henhold til relasjon [V2] på anslagsvis 25 TWh i 2030, basert på dagens folketall.

Det forutsettes at omleggingen fra olje til naturgass i kysttrafikken går videre. Sammen med en effektivisering i resten av transportsektoren gir det en reduksjon i energiforbruket på 25 %, 4 TWh/år brutto. Når det tas hensyn til 1,8 TWh økt forbruk ved overgang fra veitrafikk til bane og 15 % (0,2 TWh) økt trafikkmengde, gir det ca. 2 TWh netto energisparing. Den totale reduksjonen i energiforbruket i transportsektoren blir da på 27 TWh/år, korrigert for økt trafikkmengde, men basert på dagens folketall.

<sup>13</sup>  $41,3 \times (55/140) \times 0,75 \approx 12 \text{ TWh}$

<sup>14</sup>  $(12 + 10 + 1,5 + 3,6) \approx 27 \text{ TWh}$

<sup>15</sup>  $(41,3 - 27) \times 0,15 \approx 2 \text{ TWh/år}$

### Industri og bergverk

Som påpekt i kap.5.4, er det et betydelig potensial for energieffektivisering innen industri og bergverk, men høye kostnader begrenser realisering av dette. Det forutsettes derfor en økt effektivitet ved bruk av prosessvarme på bare 5 TWh, varmepumper på 1 TWh og teknologisk prosessforbedring på 5 TWh årlig. Det gir en total energieffektivisering i sektoren på 11 TWh/år eller bare knapt 16 % i 2030, jf. tabell 2.2. Det forutsetter en industriproduksjon på dagens nivå, uten større nedlegginger eller utflagging, hvor energibehovet i så fall vil kunne falle betydelig mer, jf. scenario 3.

## 6.5 Netto sektorvis energieffektivisering korrigert for befolkningsvekst

Dette scenariet gir da en forbedring i energieffektivitet på 71 TWh/år totalt mot 2030. Den sektorvise fordelingen er 27 TWh i transport, 11 TWh i industri og bergverk, 17 TWh i andre næringer og 16 TWh i husholdninger, basert på dagens folketall, jf. tabell 2.2.

Med et befolkningsanslag på 5,75 mill. i 2030 og samme forutsetninger som i kap.5.5, gir relasjon [1–2] da sektorvise årlige energiforbruk på ca. 35 TWh i husholdninger, 36 TWh i transport, inklusive 21 TWh i veitrafikken, 58 TWh i industri og bergverk og 31 TWh i andre næringer i 2030, jf. tabell 1.2 og figur 26–7. Det gir som vist i figur 28, et totalt netto energiforbruk i 2030 på 160 TWh/år.

Det medfører en *netto* energieffektivisering på 56 TWh/år, totalt. Som det fremgår av T

tabell 2.2, gir det en netto energieffektivisering på 24 TWh/år i husholdninger og andre næringer, korrigert for økt folketall i 2030. Det er pessimistisk i forhold til regjeringens mål om økt energieffektivisering i bygg på 15 TWh i 2020 og hele 40 TWh i 2040, når en vesentlig andel skal være på nullenerginivå [25].

## 6.6 Omlegging fra fossil til fornybar energibruk

Netto innenlands forbruk av fossil energi var som nevnt på hele 90 TWh i 2011, meget ulikt fordelt på sektorene, jf. kap.2.2 og 5.6.

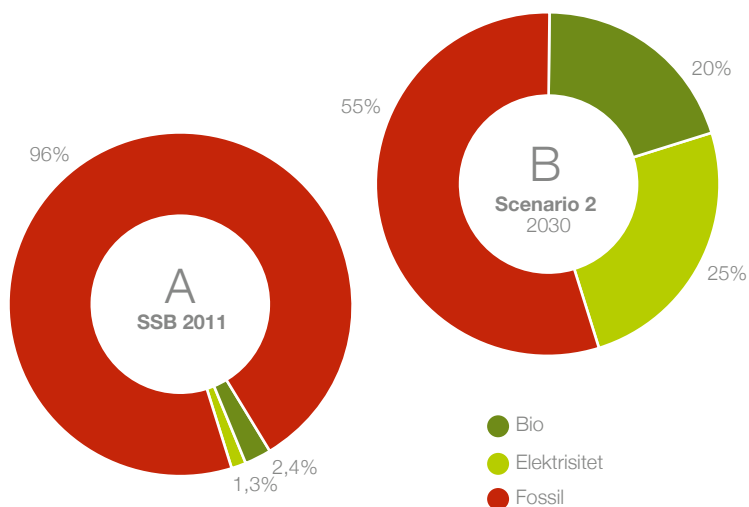
### Husholdninger og andre næringer

Økt bruk av varmepumper og solfangere anslås å gi en reduksjon i fossil varmeproduksjon i yrkesbygg på 7 TWh og en klimagevinst på ca. 2 TWh årlig, jf. kap.6.4. Fjernvarme basert på bioenergi kan gi et ytterligere kutt i fossilt energiforbruk på 4 TWh. Det gir en total årlig reduksjon i fossilt energiforbruk på anslagsvis 13 TWh; 0,8 TWh i husholdninger, og 12 TWh i andre næringer, til bare 1 TWh i hver. Som det fremgår av figur 27, vil bioenergi da øke og anslagsvis stå for 10 TWh, hvorav 8 TWh i husholdninger og 2 TWh i andre næringer. Fjernvarme vil stå for 7 TWh, hvorav 3 TWh i husholdninger og 4 TWh i andre næringer i 2030. Forbruket av elkraft blir redusert med vel 13 TWh til ca. 23 TWh i husholdninger, og med 4 TWh til ca. 24 TWh i andre næringer i 2030, jf. tabell 1.2.

Det medfører at fossil energi praktisk talt blir faset helt ut og bare står for 3 % (2 TWh) av årlig energiforbruk i bygg i 2030.

### Transportsektoren

Årlig energiforbruk i transportsektoren anslås i dette scenariet til ca. 36 TWh netto, korrigert for økt folketall i 2030. Nettoforbruket i vei-trafikken på ca. 21 TWh dekkes av 7 TWh biodrivstoff, 6,5 TWh elektrisitet (inklusive 1,5 TWh til produksjon av hydrogen) og 7,5 TWh fossilt drivstoff i 2030, når hele økningen i biodrivstoff forutsettes å gå dit. Total fornybarandel i vei-trafikken blir ca. 65 %.



**Figur 26** Netto energiforbruk i transportsektoren fordelt på energikilder;

A) SSB 2011;  
B) scenario 2 i 2030

Det totale energiforbruket i transportsektoren dekkes, som vist i figur 26, av 25 % fornybar elektrisitet (inklusive 2,5 TWh/år til bane og 1,5 TWh/år til hydrogenproduksjon), knapt 20 % bioenergi og vel 55 % fossil energi i 2030. Total fornybarandel i transportsektoren blir på ca. 45 %.

### Industri og bergverk

Det legges til grunn at anslått reduksjon i prosessvarmebehov (5 TWh) kutter det fossile forbruket tilsvarende, til ca. 15 TWh, uavhengig av folketall. Teknologiforbedringer og bruk av varmepumper (6 TWh) anslås, med dagens fossilandel på 30 %, å redusere fossilforbruket med 1,8 TWh, slik at det totalt kuttes med ca. 7 TWh til 13 TWh i 2030. Bioenergi forventes å øke med 3 TWh til ca. til 9 TWh, inklusive fjernvarme som øker til 3 TWh. Årlig forbruk av elkraft kan da kuttes med 2 TWh til ca. 36 TWh, jf. tabell 1.2.

### Total reduksjon av fossil energibruk

Det vil altså ved en kombinasjon av energieffektivisering og omlegging være mulig å kutte fossil energibruk i veitrafikken og hele transportsektoren med nesten 65 %, i husholdninger med 45 %, i andre næringer med over 90 % og i industri og bergverk med 35 %. Det gir da en reduksjon i det totale fossile energiforbruket innenlands på hele 61 % i forhold til 2011, til 35 TWh i 2030, jf. tabell 1.2 og figur 28.

Videre kutt i fossilt energiforbruk mot 75 % i 2030 blir utfordrende og forutsetter energisparings- og omleggingstiltak ut over de som ligger til grunn for dette scenariet, og som kan gi 15 TWh i tillegg. Det kan i teorien oppnås ved bl.a. enda større bruk av varmepumper, spillvarme og biobasert fjernvarme (7 TWh/år) til erstatning for fossilbasert varme i industrien, hvor det er et betydelig prosessvarmebehov [22]. Det fordrer også en generell omlegging av energiforbruket i transportsektoren til elektrisitet, spesielt i veitrafikken, og en større trafikkandel må over på bane og skip. I sum vil dette utgjøre anslagsvis 8 TWh i 2030. Tiltakene ville da hypotetisk kunne bringe det totale fossile energiforbruket innenlands ned mot 20 TWh i 2030.

## 6.7 Totalt innenlands energiforbruk i 2030

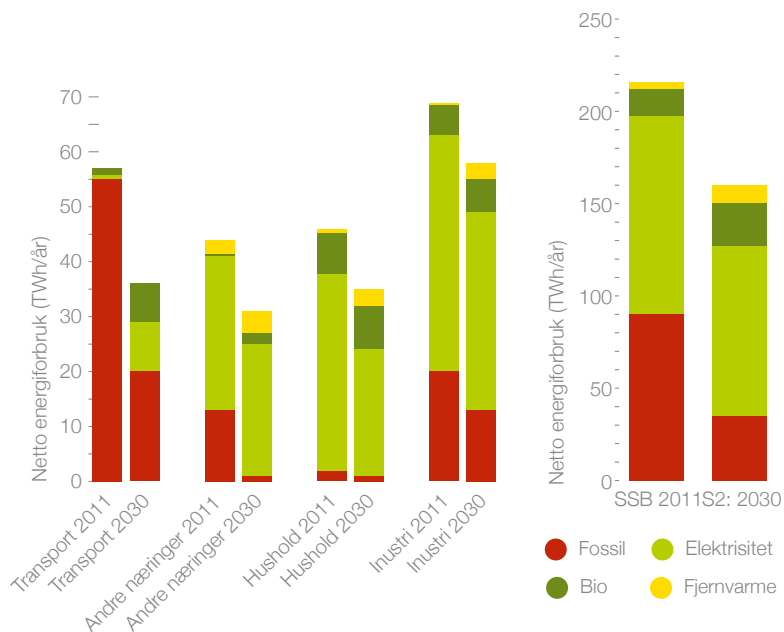
Basert på sektorvis energieffektivisering og energiomlegging fra kap.6.4–5 kan da energiforbruket i 2030 fordelt på energikilder beregnes, jf. tabell 1.2. Sektorvis energiforbruk i 2030 ble beregnet i kap.6.5 til ca. 35 TWh for husholdninger, 36 TWh for transport, 58 TWh for industri og bergverk og 31 TWh for andre næringer.



Som det fremgår av figur 27, er fossil energibruk kraftig redusert fra dagens nivå i samtlige sektorer, mest i transportsektoren med 35 TWh (64 %), industri og bergverk med 7 TWh (35 %) og andre næringer med 12 TWh (92 %). Bioenergi dekker anslagsvis 23 TWh årlig, hvorav 7 TWh i transport, 2 TWh i andre næringer, 8 TWh i husholdninger og 6 TWh i industri og bergverk. Fjernvarme vil stå for 10 TWh årlig, hvorav 3 TWh i husholdninger, 4 TWh i andre næringer og 3 TWh i industri og bergverk i 2030, jf. tabell 1.2.

Det totale nettoforbruket er, som det fremgår av figur 28, redusert med over 1/4 til ca. 160 TWh i 2030. Den totale energitilgangen blir da på ca. 223 TWh netto; 155 TWh elektrisk kraft, 35 TWh fossil energi og 33 TWh bioenergi, inklusive fjernvarme, jf. tabell 3. Med et årlig innenlands kraftforbruk på 112 TWh og en total kraftproduksjon på 165 TWh brutto, gir det, som vist i figur 28, et midlere kraftoverskudd på hele 53 TWh totalt, hvorav minst 43 TWh fornybar.

Det gir en fornybar andel på 85 % brutto i følge SSBs beregningsmåte, jf. tabell 5. Det innebærer i realiteten et bærekraftig energisystem når det tas hensyn til gasskraft med CCS og fornybar eksport.



**Figur 27** Netto sektorvis energiforbruk (SSB 2011 til venstre, scenario 2 – 2030 til høyre)

**Figur 28** Netto innenlands energiforbruk, ekskl. energi til råstoff (SSB 2011 til venstre, scenario 2 – 2030 til høyre)

## 6.8 Konsekvenser for innenlands CO<sub>2</sub>-utslipp

CO<sub>2</sub>-regnskapet er som nevnt i kap.5.8, komplisert og ikke detaljert beregnet eller analysert i denne studien. Legges det til grunn at hele reduksjonen i fossilt forbruk på ca. 55 TWh/år skyldes effektivisering eller omlegging til vannkraft, bioenergi og fjernvarme med tilnærmet null utslipp, gir det grovt sett en reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslippene på vel 60 %. Målet om 75 % kutt i innenlands fossilt energiforbruk og CO<sub>2</sub>-utslipp kan altså heller ikke oppnås i dette scenariet. Hvis det imidlertid tas hensyn til nettooverskuddet på 53 TWh tilnærmet CO<sub>2</sub>-fri kraft årlig (minst 80 % fornybar og resten gasskraft med CCS), produserer Norge langt mer bærekraftig energi årlig (175 TWh netto, varmepumper og solfangere ikke medregnet) enn totalforbruket innenlands (160 TWh).

## 7. Scenario 3: «Business as usual»

Dette scenariet tar utgangspunkt i at det ikke blir noen politisk satsing på fornybar energi, energieffektivisering og energiomlegging ut over igangsatte, forpliktete tiltak og oppfølging av eksisterende avtaler. Det legger videre til grunn at konkurransesituasjonen for norsk kraftforedlende industri gradvis forverres, med videre nedlegginger og utflagging. En konsekvens av dette vil være at kraftforbruket i industrien reduseres med anslagsvis 15 TWh/år mot 2030 i dette scenariet. Det er en uønsket, men dessverre sannsynlig, utvikling som følge av svekket konkurranseevne i deler av industrien. Det kan for øvrig inntreffe i alle scenarier, og vil i så fall forsterke konklusjonene med hensyn til lavere energiforbruk, styrket kraftbalanse, elektrifisering av transportsektoren og virksomheten på kontinentalsokkelen, «innelåst» kraft og økt behov for krafteksport. Innelåst kraft og lavere kraftpriser kan imidlertid dempe eller forsinke denne utviklingen.

### 7.1 Økt vannkraftproduksjon

Dette scenariet legger til grunn en lavere vekst i vannkraftproduksjonen på 15 TWh, til 145 TWh brutto i 2030. Det krever ingen nye politiske tiltak ut over de som alt er iverksatt, spesielt med hensyn til sertifikatmarkedet. Utbyggingen vil drives av prisutviklingen i sertifikat- og etter hvert det nordiske kraftmarkedet. Potensialet kan med samme begrunnelse som for scenario 1 realiseres ved utbygging av 7 TWh/år småkraft, 4 TWh/år oppgradering og utbygging av eksisterende anlegg og 4 TWh/år fra økt tilsig som følge av våtere klima. Det forutsettes ingen utbygging av ny «stor» vannkraft eller ny pumpekraft i dette scenariet.

### 7.2 Total innenlands kraftproduksjon i 2030

Det legges til grunn en begrenset utbygging av norsk vindkraft og gasskraft med CCS til anslagsvis 5 TWh hver, 10 TWh totalt i 2030, jf. kap.3.1. Brutto innenlands kraftproduksjon anslås da til 155 TWh/år. Det gir 145 TWh netto bærekraftig kraftproduksjon i 2030, ca. 97 % fornybar når det tas hensyn til 10 TWh tap i nettet, jf. tabell 3.

## 7.3 Total energiproduksjon for innenlands bruk i 2030

### Kraftproduksjon

Dette er også et meget robust scenario med hensyn til forsyningssikkerhet. Med et brutto kraftforbruk på ca. 124 TWh årlig, inklusive forbruk i energinæringer og omvandling til andre energivarer på 10 TWh og nett-tap på 10 TWh, gir det et kraftoverskudd i normalår på 31 TWh, 97–100 % fornybar, jf. kap.7.7. Det gir som vist i kap.7.4–5 ingen begrensning på å elektrifisere store deler av transportsektoren.

### Bioenergi og fjernvarme

Det forventes en noe lavere vekst i bioenergi enn for scenario 1–2, til 28 TWh årlig, hvorav 8 TWh Fjernvarme og 7 TWh biodrivstoff. Det vil si at bare 14 % av forventet energiforbruk i transportsektoren kan dekkes av biodrivstoff i 2030.

### Total energiproduksjon for innenlands bruk

Det gir en årlig fornybar energitilgang, eksklusive varmepumper, på 168 TWh netto i 2030; 140 TWh fornybar kraftproduksjon og 28 TWh bioenergi, inklusive 8 TWh Fjernvarme, jf. tabell 3.2. Med 5 TWh gasskraft (med CCS) og et fossilt energiforbruk på ca. 53 TWh blir den totale energiproduksjonen i scenario 3 ca. 226 TWh netto i 2030, jf. tabell 3. Det forutsettes da ingen vesentlig bruk av solenergi eller hydrogendrivstoff. Varmepumper er, som i øvrige scenarier, ikke inkludert i fornybar energiproduksjon, men som netto energieffektivisering, jf. tabell 2.1.3.

## 7.4 Økt energieffektivitet

Dette scenariet ser på konsekvensene av en større nedlegging og utflagging av spesielt kraftforedlende industri, tilsvarende et forbruk på 15 TWh/år mot 2030. Det legges videre til grunn at kun allerede politisk vedtatte mål og tiltak gjennomføres, noe som gir en mindre forbedring av gjennomsnittlig energieffektivitet i alle sektorer enn i scenariene 1 og 2. Det gjelder spesielt regjeringens mål og tiltak for energieffektivisering i bygg og satsingen på fornybar energi i Nasjonal transportplan, men også EUs krav til CO<sub>2</sub>-utslipp fra kjøretøyer.

### Husholdninger og andre næringer

Det forventes en total energieffektivisering i bygg på 12 TWh i 2030, bare vel 1/3 av scenario 2. Den fordeler seg med 4 TWh i boliger og 8 TWh i yrkesbygg, inklusive varmepumper (3 TWh) og klima-

endringer (3 TWh), jf. tabell 2.3. Dette scenariet gir da en reduksjon i energiforbruket på 4 TWh årlig i husholdninger og 8 TWh andre næringer, ikke korrigert for befolkningsvekst, jf. tabell 2.3.

### Transportsektoren

Dette scenariet legger til grunn at myndighetenes mål om at minst 10 % av energiforbruket i transportsektoren skal dekkes av fornybar energi innen 2020 gjennomføres og at satsingen i Nasjonal transportplan [18] videreføres mot 2030, slik at ca. 12 TWh (25 %) da dekkes av fornybar energi; 5 TWh elkraft og 7 TWh bærekraftig bioenergi. Det er fortsatt konservativt, spesielt i forhold til Stortingets ambisjoner, som tidligere nevnt [30].

Det legges videre til grunn at overgangen fra vei til bane fortsetter til totalt 2 TWh i 2030, som i scenario 1. Det medfører at elbilenes energiforbruk blir på 3 TWh (ca. 10 % andel av veitrafikken) i 2030. Det forutsettes at elbiler da har et drivstofforbruk på bare 1/3 av dagens bensin/-dieslbiler, jf. kap.5.4. Det vil som i scenario 2, redusere det årlige fossile energiforbruket elbilene erstatter med en faktor tre, ca. 9 TWh, og det totale forbruket med en faktor to, ca. 6 TWh, ved konstant trafikkvolum og dagens befolkning.

Et grovt estimat for den ikke-elektriske delen av veitrafikken (ca. 90 %) basert på at alle biler i gjennomsnitt tilfredsstiller EUs utslippskrav i 2030, gir en midlere reduksjon i energiforbruket på vel 30 %. Det medfører et ca. 12 TWh<sup>16</sup> lavere drivstofforbruk i 2030, forutsatt at også resten av veitrafikken oppnår tilsvarende kutt på vel 30 %. Det legges imidlertid her, som i scenario 1, konservativt til grunn at bare 70 % av alle ikke-elektriske kjøretøyer når 30 % drivstoffreduksjon i gjennomsnitt i 2030, resten forblir på dagens nivå. Det gir et årlig kutt  $\Delta E_f$  på knapt 9 TWh.

Det anslås at overgangen til bane på 1,3 TWh/år erstatter et dobbelt så høyt fossilt forbruk og derved gir et redusert forbruk i veitrafikken på ca. 2,6 TWh/år. Det gir fra relasjon [V2-V4], vedlegg 1, en samlet reduksjon i energiforbruket i veitrafikken på ca. 17,5 TWh<sup>17</sup>, basert på dagens folketall og kjørelengde.

Det forutsettes samme økning i total kjørelengde for alle slags kjøretøy som i scenariene 1 og 2, på 15 % over dagens nivå for veitrafikken som helhet mot 2030, jf. kap.5.4. Det medfører et økt drivstofforbruk på ca. 3,5 TWh/år<sup>18</sup> og en netto årlig nedgang i det totale energifor-

<sup>16</sup>  $0,9 \times 41,3 \times (140-95)/140 \approx 12$

<sup>17</sup>  $6 + 9 + 2 \cdot 1,3 \approx 17,5$  TWh/år

<sup>18</sup>  $(41,3 - 17) \times 0,15 \approx 3,5$  TWh/år

bruket i veitrafikken på anslagsvis 14 TWh i 2030, basert på dagens folketall.

Det oppnås kun en marginal effektivisering i resten av transportsektoren på 1 TWh netto, inklusive 1,3 TWh økt elforbruk til bane., Det gir et totalt kutt i energiforbruket i transportsektoren på ca. 15 TWh/år, ikke korrigert for befolkningsvekst. Det er i sum langt under myndighetenes ambisjoner og mål for veitrafikk og bane fremover.

## 7.5 Netto sektorvis energieffektivisering korrigert for befolkningsvekst

Det gir en forventet reduksjon i det totale energiforbruket på ca. 44 TWh i 2030, basert på dagens folketall, inkludert 15 TWh fra nedlegging og utflagging av kraftforedlende industri. Reduksjonen fordeler seg sektorvis med 15 TWh på transport, 17 TWh på industri og bergverk, 8 TWh på andre næringer og 4 TWh årlig på husholdninger, hvorav 3 TWh redusert varmebehov som følge av mildere klima, jf. tabell 2.3.

Med et befolkningsanslag på 5,75 mill. i 2030 og samme forutsetninger som i kap.5.5, gir relasjon [1–2] som det fremgår av tabell 1.3, sektorvis nettoforbruk i 2030 på ca. 45 TWh for husholdninger, 48 TWh for transport, 52 TWh for industri og bergverk og 40 TWh for andre næringer, totalt 185 TWh/år.

Det gir en reduksjon i totalt nettoforbruk på 31 TWh, eller bare 16 TWh årlig mot 2030 når nedlegging og utflagging av kraftforedlende industri på 15 TWh holdes utenfor. Det er langt fra regjeringens ambisjoner og mål for energieffektivisering fremover [18, 25].

## 7.6 Omlegging fra fossil til fornybar energibruk

Det legges til grunn tilsvarende omlegging som i scenario 1, unntatt for industri og bergverk.

### Transportsektoren

Det forutsettes at regjeringens mål om at minst 10 % av energiforbruket i transportsektoren dekkes av fornybar energi innen 2020 gjennomføres, og at satsingen i Nasjonal transportplan videreføres mot 2030, slik at fornybar energi da står for minst 12 TWh årlig, jf. kap.7.4. Herav er 5 TWh elkraft og 7 TWh bærekraftig bioenergi, mot totalt 2 TWh i dag.

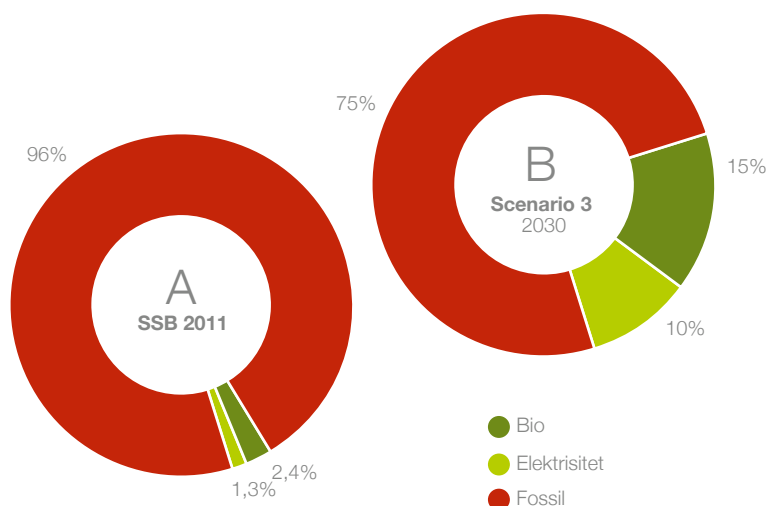
Det forutsettes at omleggingen fra olje til naturgass i kysttrafikken

og fra fossilbasert veitransport til bane går videre, men omfanget er usikkert og ikke eksplisitt tatt med her. Hydrogenbiler forventes ikke, som i scenario 1, å få noen merkbar markedsandel før etter 2030.

Det(?) medfører at årlig fossilt energiforbruk i transportsektoren reduseres med 35 %, fra 55 TWh i dag til 36 TWh i 2030; 9 TWh fra effektivisering og 10 TWh fra energiomlegging. Det totale forbruket dekkes, som vist i figur 29, av ca. 10 % fornybar elektrisitet (inklusive 2 TWh/år til bane), 15 % bioenergi og 75 % fossil energi i 2030. Det er langt under myndighetenes ambisjon om økt fornybarandel [18].

### Andre sektorer

Dette scenariet legger samme overgang fra fossil til fornybar energi til grunn som scenario 1, bortsett fra industri og Bergverk som får et vesentlig lavere forbruk på grunn av bortfall av industri tilsvarende 15 TWh/år. Det anslås også lavere elforbruk i transportsektoren. Det vil ved en kombinasjon av energieffektivisering og omlegging være mulig å redusere fossil energibruk i husholdninger med 0,8 TWh årlig til ca. 1 TWh, i andre næringer med 7,5 TWh/år (1,5 TWh effektivisering<sup>19</sup> og 6 TWh omlegging<sup>20</sup>) til ca. 5 TWh, og i industri og bergverk med 9 TWh<sup>21</sup> til 11 TWh i 2030.



**Figur 29** Netto energiforbruk i transportsektoren fordelt på energikilder (SSB 2011 til venstre, scenario 3 – 2030 til høyre)

<sup>19</sup> 30 % av 5 TWh

<sup>20</sup> 2 TWh bioenergi og fjernvarme og 4 TWh elektrisitet

<sup>21</sup> 30 % av 17 TWh + 4 TWh omlegging til fornybar

### Total reduksjon av fossil energibruk

Det gir en samlet reduksjon i det fossile energiforbruket innenlands med ca. 37 TWh/år (40 %) i forhold til 2011, til 53 TWh/år i 2030. Videre kutt vil, som i øvrige scenarier, bli krevende og forutsetter tilsvarende tiltak, økonomiske støtteordninger og reguleringer, spesielt med hensyn til bygg, fjernvarme, spillvarme, varmepumper, elektriske biler og kjøretøyer og biodrivstoff.

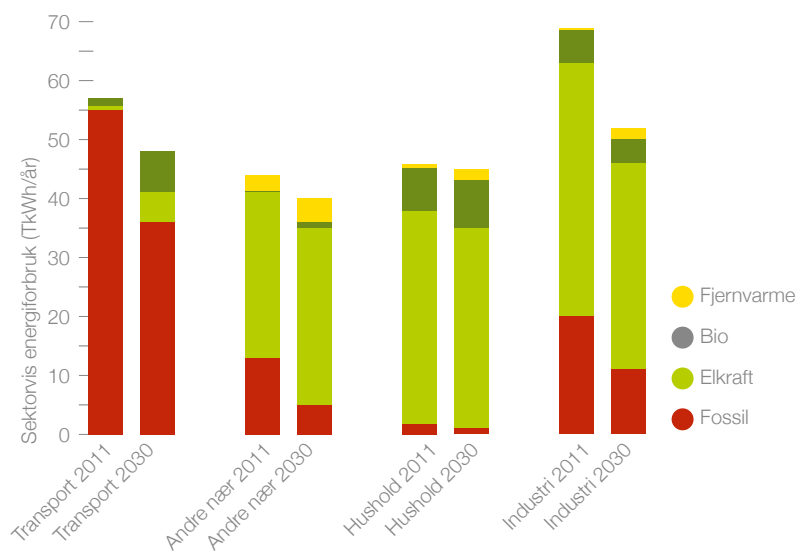
## 7.7 Totalt innenlands energiforbruk i 2030

Basert på den sektorvise energieffektiviseringen og energiomleggingen fra kap.7.4–6 kan da energiforbruket i 2030 fordelt på energikilder beregnes, jf. tabell 1.3.

Sektorvis nettoforbruk i 2030 ble i kap.7.5 anslått til ca. 45 TWh for husholdninger, 48 TWh for transport, 52 TWh i industri og bergverk og 40 TWh i andre næringer, totalt 185 TWh.

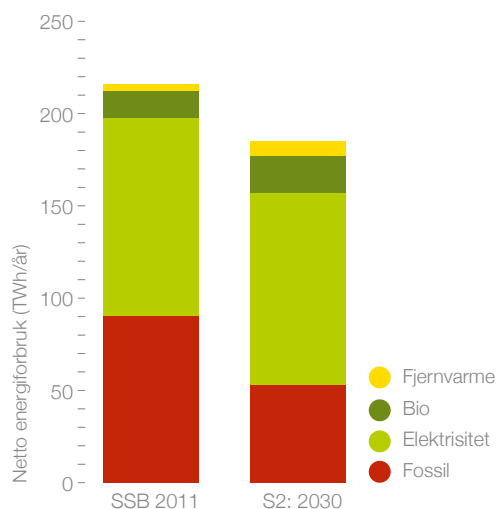
Fossil energibruk er som vist i figur 30 betydelig redusert fra dagens nivå i samtlige sektorer, mest i transportsektoren med 19 TWh (35 %), industri og bergverk med 9 TWh (45 %) og andre næringer med 5 TWh (62 %).

Som det fremgår av figur 30–31, vil bioenergi anslagsvis dekke 20 TWh årlig, hvorav 7 TWh i transport, 1 TWh i andre næringer, 8 TWh i husholdninger og 4 TWh i industri og bergverk. Fjernvarme vil stå



**Figur 30** Netto sektorvis energiforbruk (SSB 2011 til venstre, scenario 3 – 2030 til høyre)





**Figur 31** Netto innenlands energiforbruk, ekskl. energi til råstoff (SSB 2011 til venstre, scenario 3 – 2030 til høyre)

for 8 TWh årlig, hvorav 4 TWh i andre næringer, 2 TWh i husholdninger og 2 TWh i industri og bergverk i 2030, jf. tabell 1.3.

Det totale nettoforbruket er redusert med 15 % til ca. 185 TWh i 2030. Det vil si en *netto* effektivisering på bare 7 %, når 15 TWh bortfall av industri holdes utenom. Det gir et brutto innenlands kraftforbruk på 124 TWh, inklusive kraft til energiproduksjon, omvandling og nett-tap på 20 TWh og et fossilt energiforbruk på 53 TWh. Med en midlere kraftproduksjon på 155 TWh brutto i 2030 (97 % fornybar), gir det rom for en årlig eksport på 31 TWh, jf. tabell 3. Det gir en fornybarandel på 77 % brutto i følge SSBs beregningsmåte, jf. tabell 5.

## 7.8 Konsekvenser for innenlands CO<sub>2</sub>-utslipp

Legges det til grunn at hele reduksjonen i fossilt forbruk på ca. 37 TWh/år skyldes effektivisering eller omlegging til vannkraft, bioenergi og fjernvarme med tilnærmet null utslipp, gir det en reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslippene på anslagsvis 40 %. Målet om 75 % kutt kan altså heller ikke oppnås i dette scenariet. Hvis det imidlertid tas hensyn til nettooverskudd på 31 TWh/år tilnærmet CO<sub>2</sub>-fri kraft (minst 80 % fornybar og resten gasskraft med CCS), ville Norge i dette scenariet produsere nesten like mye bærekraftig energi årlig (183 TWh brutto) som det totale nettoforbruket innenlands (185 TWh).

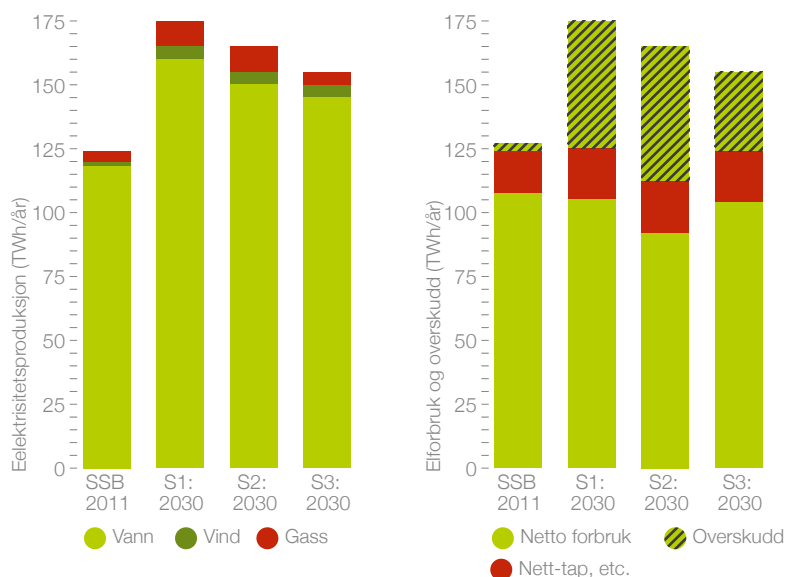
## 8. Hovedtrekk i energisystemets utvikling mot 2030

Alle scenariene tar utgangspunkt i en analyse av dagens energisystem og utviklingen av dette de senere år. Scenariene baseres på teknisk/økonomiske potensial for relevante energikilder og effektiviseringstiltak, forventet teknologiutvikling, faktisk gjennomføring av politiske mål og tiltak og drivkrefter i markedet. De adskiller seg ved ulik realisering av potensialene for økt vannkraftproduksjon og energieffektivisering, og i hvilken grad politiske mål og tiltak faktisk gjennomføres.

### 8.1 Fornybar energiforsyning

De tre scenariene godtgjør at norsk vannkraftproduksjon med relativt små ekstra kostnader kan økes med 15–30 TWh/år. Det vil, som vist i figur 32 (til venstre), kunne gi en årlig kraftproduksjon fra 155 TWh brutto i scenario 3 til 175 TWh i scenario 1. Det forventes en relativt lav produksjon av gasskraft (med CO<sub>2</sub>-håndtering) på 5–10 TWh i 2030, avhengig av scenario, og av vindkraft på 5 TWh i alle scenarier.

**Figur 32** Innenlands kraftproduksjon i hvert scenario (S1–3) i forhold til dagens produksjon (SSB 2011)

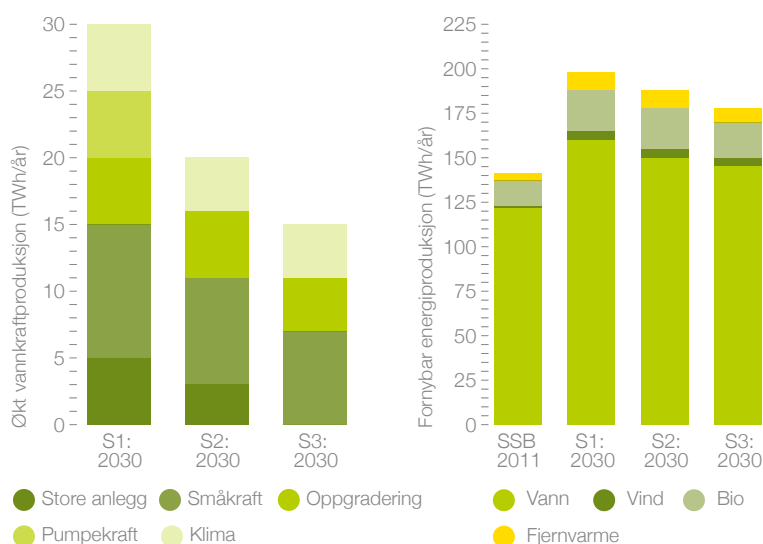


Med et brutto innenlands kraftforbruk på 110–125 TWh i 2030, inklusive nett-tap, svinn, etc., betyr det (som vist til høyre) at Norge høyst sannsynlig vil få et kraftoverskudd på 35–50 TWh i normalår. Det gir en betydelig risiko for at stadig større kraftvolum «låses inne», hvis det ikke bygges nye eksportkabler til kontinentet. Norsk vannkraft kan da bidra til å dekke et akutt, økende behov for stabil, forutsigbar og regulerbar kraft i det nordeuropeiske (tyske) markedet.

Økningen i vannkraftproduksjon er, som vist i figur 33, på 15–30 TWh/år totalt i 2030, avhengig av scenario, i forhold til NVEs oppjusterte middelårs-produksjon på 130 TWh. Veksten varierer i størrelse og fordeling på kilder for hvert scenario, men hovedbidraget (30–40 %) kommer i alle tilfeller fra småkraft, 7–10 TWh i 2030. Det forventes også et betydelig bidrag fra våtere klima på 15–25 %.

Nye store anlegg er begrenset til 3–5 TWh i scenariene 1 og 2, mens oppgradering av eksisterende (store) anlegg står for 4–5 TWh i alle scenarier.

På bakgrunn av myndighetens mål om 14 TWh/år ny bioenergiproduksjon i 2020, forventes det som vist i figur 34 en moderat vekst i bioenergi og fjernvarme til 28–33 TW i 2030, avhengig av scenario. Det vil kunne realisere en total årlig fornybar energiproduksjon på 180–200 TWh brutto i 2030; 150–165 TWh fra kraftproduksjon, inklusive 5 TWh vind, og ca. 30 TWh fra bioenergi og fjernvarme, jf. figur 34.



**Figur 33** Økt vannkraftproduksjon i hvert scenario (S1–3) i forhold til dagens midlere årsproduksjon på 130 TWh (NVE 2013)

**Figur 34** Total fornybar energiproduksjon i hvert scenario (S1–3) i forhold til 2011[8]

## 8.2 Innenlands energiforbruk

Alle scenarier gir som vist i figur 35 en betydelig reduksjon i energibehovet, på 20–55 TWh årlig mot 2030, korrigert for befolkningsvekst. Den største reduksjonen er i scenario 2 på ca. 26 % totalt eller, som det fremgår av figur 35 (til høyre), ca. 37 % per person per dag.

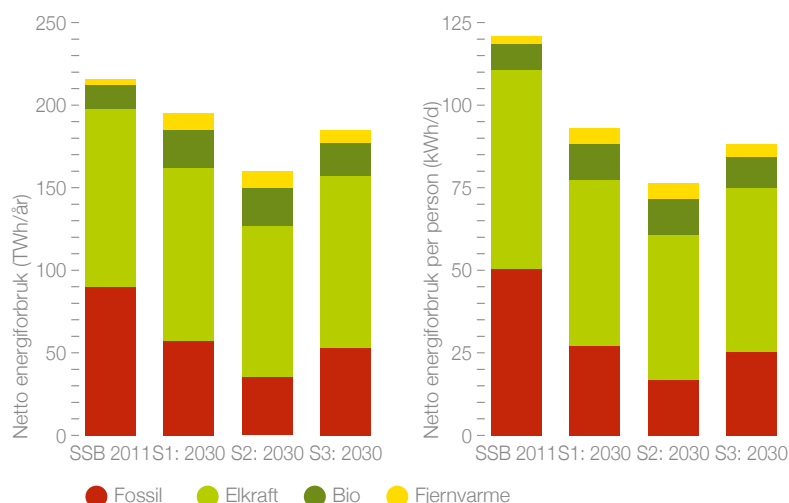
Ved en kombinasjon av energieffektiviserings- og omleggingstiltak kan det videre være mulig mer enn å halvere innenlands bruk av fossil energi (uten CO<sub>2</sub>-håndtering), til ned mot 35–55 TWh i 2030. Fossilt forbruk er i scenario 2 kuttet med 2/3 per person per dag.

Som det fremgår av figur 36, er det største potensialet i transportsektoren, hvor det fossile energiforbruket kan kuttes med 30–65 % til 20–35 TWh årlig. Av dette kommer 10–15 TWh fra omlegging av fossilt drivstoff til elektrisitet og biodrivstoff.

Det er videre klart at det, med et kraftoverskudd i alle scenarier på 30–50 TWh/år, vil være mer enn nok fornybar energi til å fase ut fossil energi helt i transportsektoren, basert på elektrisitet og biodrivstoff. Hovedutfordringen ved en sterk økning i elbilandelen er altså ikke mangel på fornybar elektrisitet, men svakheter i batteriteknologi og infrastruktur, som forsinker omstillingen.

Som det fremgår av figur 37, har det fossile energiforbruket per person per dag gått kraftig ned fra 2011 til 2030 i alle sektorer i scenario 2. Nedgangen er energimessig (kWh/d) størst i transportsektoren, men

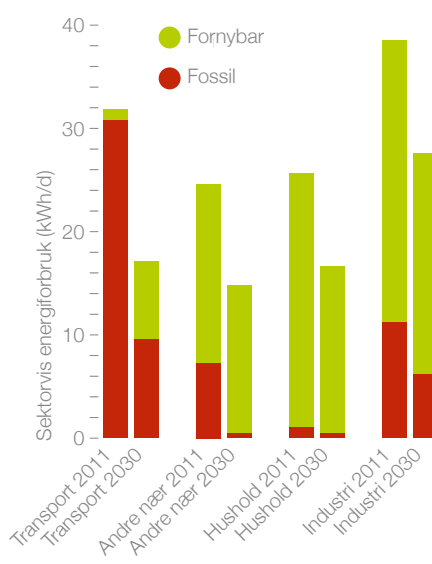
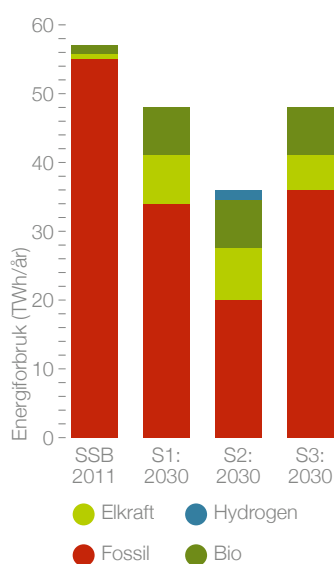
**Figur 35** Netto innenlands energiforbruk i hvert scenario (S1–3), totalt (til venstre) og per person per dag (til høyre) i forhold til dagens forbruk (SSB 2011)



prosentvis størst i andre næringer og husholdninger, hvor fossilandelen allerede var meget lave i 2011. Forbruket forventes altså å domineres av fornybar energi i 2030 i dette scenariet.

Dette betyr selvsagt ikke at det faktisk *blir* bygget ut 30 TWh ny vannkraft, eller at energieffektiviseringstiltakene eller energiomleggingen gir de ønskede resultater. Det avhenger av flere faktorer, spesielt prisutviklingen i det nordiske kraftmarkedet, politiske rammebetingelser (konsesjonsvilkår, kvotepriser, sertifikatpriser og andre stimulerings tiltak), kraftoverførings- og eksportkabelkapasitet o.l. Men alle analysene konkluderer med at hvis *dagens* iverksatte og vedtatte tiltak faktisk gjennomføres og det nordiske kraftmarkedet ikke kollapser, vil vannkraftproduksjonen kunne øke med 15–20 TWh/år i 2030. Analysene viser også at det er overveiende sannsynlig at hvis myndighetenes iverksatte og vedtatte effektiviseringstiltak gjennomføres, kan det sammen med ny teknologi medføre en netto reduksjon i energibehovet på 15–25 % mot 2030. Regjeringens mål om 75 % kutt i CO<sub>2</sub>-utslippene fra innenlands energiproduksjon og forbruk vil imidlertid ikke nås, maksimalt vel 60 % under de gitte forutsetninger.

Under forutsetning av at vedtatte politiske tiltak gjennomføres, et velfungerende kraftmarked og en signifikant karbonpris, kan Norge få en tilnærmet bærekraftig innenlands energiforsyning, og en fornybar andel på 80–90 % i 2030. Norsk fornybar energiproduksjon vil overstige innenlands forbruk i 2030.



**Figur 36** Netto energiforbruk i transportsektoren i hvert scenario (S1–3) fordelt på kilder i forhold til dagens forbruk (SSB 2011)

**Figur 37** Sektorvis nettoforbruk per person per dag fordelt på fossil og fornybar energi (SSB 2011 til venstre, scenario 2 – 2030 til høyre)

## 9. Sammendrag og konklusjoner

Det norske energisystemet er unikt i global sammenheng. Halvparten av innenlands sluttbruk dekkes av elektrisitet, basert på fornybar vannkraft. Norge har rike energiresurser og er en storprodusent og eksportør av olje og naturgass. Samtidig har vi et av verdens høyeste energiforbruk per innbygger, ti ganger høyere enn for en inder. Det gjør oss til storforbrukere av begrensede fossile ressurser, særlig olje og naturgass, selv om over 60 % av det norske sluttforbruket dekkes av fornybar energi.

Studien undersøker mulighetene og forutsetningene for å skape et bærekraftig norsk energisystem i 2030. Den behandler energisystemet – energiproduksjon, distribusjon og sluttbruk – som en helhet. Derved kan effekten av økt fornybar produksjon analyseres, ikke bare fra et produsentperspektiv i forhold til pris, nettilgang og miljøkonsekvenser for ulike kraftkilder, men også ut fra de muligheter det gir for å redusere fossil energibruk, elektrifisere transportsektoren eller eksportere vannkraft til Europa. Tilsvarende kan virkningen av energieffektivisering og omlegging på energibehov, kraftproduksjon og eksportkapasitet analyseres. Studien er begrenset til innenlands forbruk av energi og bærekraftig dekning av dette og omhandler ikke norsk olje- og gassproduksjon, generelt.

Norske myndigheter har mål om å øke fornybarandelen til 67,5 % innen 2020. Et viktig tiltak for å oppnå dette var etablering av et felles svensk-norsk sertifikatmarked. Studien påpeker at dette målet snart er nådd og at ambisjonsnivået bør heves betraktelig. Den reiser spørsmål om Norge på bakgrunn av våre rike energiresurser har et særlig ansvar for utbygging av fornybar energi, ut over å dekke egne behov.

Studien anbefaler at videre utbygging av fornybar energi i hovedsak bør baseres på vannkraft, bioenergi og varmepumper. Vannkraften er lønnsom selv med dagens lave kraftpriser, og ventes å forbli konkurransedyktig i forhold til norsk vindkraft fremover. På bakgrunn av NVEs estimat over ikke utbygd vannkraftpotensial, tildelte og omsøkte konsesjoner og utbyggingstakten de senere år, anslås det at vannkraftproduksjonen kan økes med 15–30 TWh/år mot 2030, avhengig av scenario. Det største bidraget kommer fra småkraft, opp mot 10 TWh i 2030. Det forventes også betydelige bidrag fra oppgradering av eksisterende anlegg og våtere klima, 4–5 TWh fra hver i 2030. Utbygging av store anlegg er imidlertid omstridt og anslagene

over ny produksjon usikre, fra 0 til 5 TWh/år, avhengig av scenario.

På bakgrunn av myndighetens mål om 14 TWh/år ny bioenergiproduksjon i 2020 forventes en moderat vekst i bioenergi og fjernvarme til 28–33 TW i 2030, avhengig av scenario. Sammen med vindkraft og solfangere kan det gi en total fornybar energiproduksjon på 180–200 TWh årlig og en fornybarandel på 80–90 % i 2030.

Utviklingen av det norske energisystemet påvirkes av energi- og kraftmarkedene, rammevilkår og politiske styringssignaler. Studien er primært teknologisk-økonomisk rettet og omhandler ikke prisutviklingen i det nordiske kraftmarkedet eller endringer i kvoteprisen på CO<sub>2</sub> i detalj. Den understreker imidlertid at et velfungerende sertifikatmarked bygget på teknologinøytralitet med reell priskonkurranse kan være en viktig drivkraft for utvikling av et bærekraftig energisystem. Men det stilles spørsmål ved om dagens retningslinjer for tildeling av konsesjon og sertifikater er optimale, spesielt med hensyn til småkraft. Studien påpeker at sertifikat- og markedspris de senere år har ligget på et nivå som ikke er utløsende for ny vindkraft i Norge, selv ikke på land. Sertifikatmarkedet har derfor vært dominert av svensk vindkraftproduksjon.

Studien analyserer utviklingen i innenlands energiforbruk for hele befolkningen og for hver innbygger i gjennomsnitt. Det gir en bedre forståelse av forbruksmønsteret og hvor potensialet for energieffektivisering og omlegging er størst. Studien anslår at det basert på iverksatte eller vedtatte tiltak kan oppnås en reduksjon i totalt energiforbruk på 10–25 % i 2030, avhengig av befolkningsvekst og scenario. De største reduksjonene er i bygg, opp til 24 TWh/år i Scenario 2 i 2030. Herav utgjør passive tiltak hoveddelen, men også varmepumper, fjernvarme og bygningsintegreerte solfangere kan dekke en betydelig del av varmebehovet. Studien påpeker at energieffektivisering har tilsvarende virkning som økt produksjon når det gjelder fornybarandel, kraftoverskudd, og delvis tilbud/etterspørsel og prisutviklingen i kraftmarkedet.

Det anslås at innenlands bruk av fossil energi kan mer enn halveres, til ned mot 35 TWh i 2030, ved en kombinasjon av energieffektivisering og omleggingstiltak. Potensialet er størst i transportsektoren, hvor det fossile energiforbruket kan kuttes med inntil 60 % i 2030. Studien viser at myndighetenes satsing på økt energieffektivisering kan gi et årlig kraftbehov på bare 110–125 TWh brutto i 2030, selv med en massiv omlegging til elektrisitet. Det anslås at effektivisering og omlegging fra fossile drivstoff til elektrisitet kan halvere det totale energiforbruket i veitrafikken, til 20 TWh årlig i Scenario 2. Omleggingen i transportsektoren er spesielt interessant ved at det er teknologi og infrastruktur som begrenser den, ikke mangel på fornybar energi. Norge vil, i mot-

setning til de fleste andre land, ha mer enn nok vannkraft og bioenergi til å fase ut fossil energi i transportsektoren helt.

Dette betyr ikke at det faktisk *blir* bygget ut 30 TWh/år vannkraft, eller at energieffektiviseringstiltakene gir de ønskede resultater. Det avhenger av flere faktorer, spesielt prisutviklingen i kraftmarkedet og politiske rammebetingelser, bl.a. konsesjonsvilkår, sertifikatpris, CO<sub>2</sub>-kvotepris, stimuleringsiltak, eksportkabelkapasitet o.l. Men alle analysene konkluderer med at hvis ikke det nordiske kraftmarkedet bryter sammen, vil årlig vannkraftproduksjon øke med minst 15 TWh. Det gir en midlere årsproduksjon på 145 TWh i 2030, som bare er på nivå med dagens toppår (ca. 143 TWh i 2000, 2008 og 2012). Det kan sammen med effektivisering gi et kraftoverskudd på 30 TWh årlig i 2030. «Business as usual»-scenariet viser også at hvis kun myndighetenes iverksatte og vedtatte effektiviseringstiltak gjennomføres, vil det gi en netto reduksjon i energibehovet på over 30 TWh i 2030, selv med en befolkningsvekst på ¾ million. Det gir en fornybarandel på 80 %.

Studien viser at en økt vannkraftproduksjon på 15-30 TWh/år mot 2030 kan medføre at Norge får et kraftoverskudd i normalår på 30-50 TWh i 2030. Det åpner nye muligheter for norsk kraftforedlende industri og styrker dens konkurranseevne i et fremtidig marked med stigende kvotepriser på CO<sub>2</sub>-utslipp. Det gir eventuelt også, i det bærekraftige scenariet, nok fornybar kraft til å «elektrifisere» olje- og gassproduksjonen på kontinentalsokkelen. Norge har allerede et betydelig kraftoverskudd med en netto eksport på hele 144 TWh i perioden 1980-2012. En enda større krafteksport vil påvirke miksen og kan bidra til mindre kullkraft og mer regulerbar kraft i det nordeuropeiske markedet. En slik utvikling må møtes med en proaktiv strategi med konkrete planer for bruk av overskuddskraft i takt med produksjonsvekst og lavere forbruk. Det vil ellers være betydelig risiko for at store kraftvolum tidvis «låses inne», uten nye eksportkabler til kontinentet.

Studien godtgjør at Norge kan få en bærekraftig innenlands energiforsyning og et tilnærmet bærekraftig energisystem med en fornybarandel på 80-90 % i 2030. Det forutsetter et velfungerende kraftmarked, en reell karbonpris, og at vedtatte politiske tiltak gjennomføres. Norsk fornybar energiproduksjon vil da overstige innenlands forbruk. Dette bør i større grad bør vektlegges i myndighetenes strategi for utvikling av energisystemet fremover.





## 10. Referanser

- 1 World Energy Outlook 2012, IEA, Paris, 2012
- 2 The World Energy Council's Survey of Energy Resources, 2010,  
[www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2012/09/ser\\_2010\\_report\\_1.pdf](http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2012/09/ser_2010_report_1.pdf)
- 3 Dieter Helm, The Energy Crunch, Oxford University Press, 2013
- 4 McKay David, Sustainable energy without the hot air, Cambridge University Press, 2010
- 5 Bendiksen Kjell, Fremtidens energiforsyning: ny teknologi eller globalt sammenbrudd, NTVA rapport 2-2005, Trondheim 2005,  
[www.ntva.no](http://www.ntva.no)
- 6 Fakta 2012 Norsk petroleumsvirksomhet, OED/OD 2012,  
[www.faktaheftet.no](http://www.faktaheftet.no)
- 7 Fakta 2013 Energi og vannressurser i Norge, OED 2012, ISSN: 0809-9464, [www.faktaheftet.no](http://www.faktaheftet.no)
- 8 Energibalanse for Norge 2011, Statistisk sentralbyrå,  
[www.ssb.no](http://www.ssb.no), 2012
- 9 Klimameldingen, St. 21 (2011-2012)
- 10 Energieffektivisering i norske bygg, Enova Rapport 20012:1, ISBN 978-82-92502-55-6, [www.enova.no](http://www.enova.no)
- 11 Havvind – strategisk konsekvensutredning, NVE 2012,  
[www.nve.no](http://www.nve.no)
- 12 Multiconsult, rapport: Teknologi- og kostnadsutvikling – Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs, Norges vassdrags- og energidirektorat 2012 (NVEs hustrykkeri, kun digitalt), ISBN: 978-82-410-0839-9
- 13 Elsertifikatordningen, OED 2012, Proposisjon til Stortinget 101 L (2010-2011)
- 14 Norsk Olje & Gass Årskonferanse 2013, [www.norskoljeoggass.no](http://www.norskoljeoggass.no)
- 15 Bioenergi i Norge 2007
- 16 St.meld. nr. 39 (2008-2009) Klimautfordringene – landbruket en del av løsningen
- 17 Regjeringens strategi for økt utbygging av bioenergi (bioenergi-strategien), OED 2008
- 18 Nasjonal transportplan 2014-2023, St.meld. nr. 26 (2012-2013)
- 19 12 Insights on Germany's Energiewende, 2013, Agora Energiewende, [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)
- 20 Energi i Norge, NVE 2012, [www.nve.no](http://www.nve.no)
- 21 Samlet plan for vassdrag, 2012, [www.nve.no/energi/fornybar-energi/vannkraft/samlet-plan-for-vassdrag/](http://www.nve.no/energi/fornybar-energi/vannkraft/samlet-plan-for-vassdrag/)
- 22 SSB Befolkningsframskrivinger 2012-2100, juni 2013,  
[www.ssb.no](http://www.ssb.no)

- 23 Ny kraft: Endelige tillatelser og utbygging, NVE 2013, [www.nve.no](http://www.nve.no)
- 24 Tror på 15 TWh ny norsk vannkraft, Kristin Linnerud, Cicero, 1. feb 2013, [www.tu.no/energi/2013/02/01/tror-pa-15-twh-ny-norsk-vannkraft](http://www.tu.no/energi/2013/02/01/tror-pa-15-twh-ny-norsk-vannkraft)
- 25 Proposisjon til Stortinget, Endringer i statsbudsjettet 2012 under Olje- og energi-departementet: Prop. 33 S (2012–2013)
- 26 Seljom, P., Rosenberg, E., Fidje, A., Meir, M., Haugen, J.E., Jarlseth, T., The effect of climate change on the Norwegian Energy System towards 2050, Kjeller 2010, IFE/KR/E-2010/002, ISBN 978-82-7017-821-6(printed), 978-82-7017-822-3(electronic)
- 27 Samlet plan for vassdrag, 2012, [www.nve.no/energi1/fornybar-energi/vannkraft/samlet-plan-for-vassdrag/](http://www.nve.no/energi1/fornybar-energi/vannkraft/samlet-plan-for-vassdrag/)
- 28 Enova resultatrapport 2011, [www.resultat.enova.no](http://www.resultat.enova.no)
- 29 Energi fra overflatevann i Norge – kartlegging av økonomisk potensial, 2011, Helge Smebye, Kirsti Midttømme, Jørn Stene, NGI, NVEs hustrykkeri, ISSN: 1503-0318
- 30 Nordic Energy Technology Perspectives, IEA, 2012 og Energy Technology Perspectives, IEA, Paris 2012
- 31 SSB Registrerte biler, [www.ssb.no/bilreg](http://www.ssb.no/bilreg)
- 32 Opplysningskontoret for veitrafikken, [www.ofv.no](http://www.ofv.no)
- 33 Norsk elbilforening, [www.elbil.no](http://www.elbil.no)
- 34 Grønn bil, [www.gronnbil.no](http://www.gronnbil.no)
- 35 Development of small versus large hydropower in Norway- comparison of environmental impacts, T. H Bakken, H. Sundt, A. Ruud, A. Harby, Energy, Energy Procedia 20 (2012), 185-199, [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com)
- 36 Stortingsvedtak nr. 564 (2012)
- 37 Ressurskartlegging av småkraftverk, NVE Rapport 19/2004, [www.nve.no](http://www.nve.no)
- 38 Renewable Energy Technology Cost Review, Melbourne Energy Institute, Technical Paper Series, 2011
- 39 Solstrøm i Norge, Enova, 2012, [http://www.enova.no/upload\\_images/558DF5FE0C544A9FBE48C6B930A56956.pdf](http://www.enova.no/upload_images/558DF5FE0C544A9FBE48C6B930A56956.pdf)
- 40 Statistisches Bundesamt [www.destatis.de](http://www.destatis.de)
- 41 Pumpekraft i Norge, NVE rapport 22, 2011, [www.nve.no](http://www.nve.no)
- 42 SSB Beregning av fornybar energi andelen for Norge totalt, 2004–2011, [www.ssb.no](http://www.ssb.no)
- 43 Store norske leksikon, [www.snl.no/watt\\_peak/](http://www.snl.no/watt_peak/)
- 44 Norsk Varmepumpeforening (NOVAP), [www.novap.no](http://www.novap.no)
- 45 [www.arenta.no/Solenergi/Sofanger-vs-varmepumpe](http://www.arenta.no/Solenergi/Sofanger-vs-varmepumpe)

- 46 Danish District Heating Association: Varmeplan Danmark 2010, [www.fjernvarmen.dk](http://www.fjernvarmen.dk)
- 47 The challenge of integrating more variable production and the possible solutions as seen from national perspectives, Magnus Korpås, NFR/IEA Workshop, Oslo, 09-24-2013

# Vedlegg 1: Beregning av energieffektivisering i transportsektoren

Energiforbruket i transportsektoren fordeler seg på fire hovedgrupper; veitrafikk, bane-transport, luftfart og kysttransport. Total netto energieffektivisering i sektoren til 2030 ( $\Delta E_T$ ) kan da uttrykkes som:

$$\Delta E_T \approx \Delta E_V + \Delta E_B + \Delta E_K + \Delta E_L \quad [V1]$$

hvor  $\Delta E_V$ ,  $\Delta E_B$ ,  $\Delta E_K$  og  $\Delta E_L$  står for netto effektivisering i henholdsvis veitrafikk, bane-transport, kysttransport og luftfart. Veitrafikken har, som det fremgår av tabell 1, det klart største energiforbruket på 41,3 TWh/år i 2011 og dens potensial for effektivisering behandles først. De viktigste bidragene kan uttrykkes som:

$$\Delta E_V \approx \Delta E_f + \Delta E_{el} - \Delta E_{km} \quad [V2]$$

hvor  $\Delta E_f$  og  $\Delta E_{el}$  står for netto effektivisering fra henholdsvis fossil- og biodrevne og elektriske kjøretøyer og  $\Delta E_{km}$  står for økt energiforbruk på grunn av økt kjørelengde.

Studien legger til grunn at EUs krav til bilfabrikkene om å redusere CO<sub>2</sub>-utslippene fra nye personbiler til 95 g/km i 2020 gjennomføres, og at energieffektiviteten øker tilsvarende. EUs ambisjon er å komme under 90 g/km i 2030, mens regjeringen i klimameldingen og Nasjonal transportplan har som mål at de i gjennomsnitt ikke skal overstige 85 g/km i 2020 for nye biler. I Norge lå utslippene på ca. 140 g/km i 2010. Norge har innført en rekke økonomiske tiltak for å stimulere overgang til kjøretøyer basert på fornybar energi, bl.a. fritak for registreringsavgift, moms, vei- og bomavgifter, prissubsidier, kjøring i kollektivfelt og fri parkering, m.v. [18,30].

Scenario 1 legger til grunn at myndighetenes mål om at minst 10 % av energiforbruket i transportsektoren skal dekkes av fornybar energi innen 2020 gjennomføres og at satsingen i Nasjonal transportplan [18] videreføres mot 2030, slik at ca. 14 TWh (knappt 30 %) da dekkes av fornybar energi; 7 TWh elkraft og 7 TWh/år bærekraftig bioenergi. Det er konservativt, spesielt i forhold til Stortingets ambisjon om 100 % fornybarandel i 2030, forutsatt global klimaavtale [30]. Det forutsettes en relativt beskjeden overgang fra vei til bane, totalt

$E_B \approx 2$  TWh i 2030. Det medfører at elbilenes andel av energiforbruket i veitrafikken blir på 5 TWh/år (15 %) i 2030.

Et grovt estimat for total netto energieffektivisering i 2030 for den ikke-elektriske delen av veitrafikken ( $\Delta E_f$ ) er gitt ved:

$$\Delta E_f \approx (1 - F_{el}) \cdot E_{ov} \cdot \delta_f \quad [V3]$$

hvor  $E_{ov}$  er det totale energiforbruket i veitrafikken i 2011 og  $\delta_f$  er gjennomsnittlig reduksjon i energiforbruket for alle fossil-/biodrevne biler i 2030. Hvis alle ikke-elektriske biler i snitt tilfredsstiller EUs utslippskrav (på 95 gCO<sub>2</sub>/km) og energiforbruket reduseres tilsvarende, kan  $\delta_f$  med rimelig nøyaktighet estimeres ved  $\delta_f \approx (140 - 95)/140 = 32$  %. Relasjon [V3] gir da en årlig besparelse på  $\Delta E_f \approx 11$  TWh<sup>22</sup> i 2030. Det legges imidlertid konservativt til grunn at bare 70 % av *alle* ikke-elektriske kjøretøyer (85 %) oppnår denne drivstoffreduksjonen i 2030, resten forblir i snitt på dagens nivå. Det gir et kutt på  $\Delta E_f \approx 8$  TWh/år basert på dagens folketall og kjørelengde.

Elbilene oppgis å ha et forbruk på 1,2–1,8 kWh/mil<sup>23</sup>, minst tre ganger lavere enn bensin-dieslbiler, og minimale direkte CO<sub>2</sub>-utslipp. Nye hybridbiler oppgis å ha et typisk diesel-forbruk på under 0,3 l/mil og CO<sub>2</sub>-utslipp på 90–100 g/km, omtrent på EU-kravet i 2020 [33–34]. Disse forbrukstallene er omstridte og forutsetter spesielt for el-bilene et «snilt» kjøremønster. Men dagens batteriteknologi har et betydelig forbedringspotensial, noe som forventes å bringe ytelsene på minst ovennevnte nivå i 2030. Det betyr at overgang fra fossil til elektrisk fremdrift ikke bare reduserer det fossile energiforbruket, men også det *totale* energiforbruket betydelig, som kan uttrykkes ved:

$$\Delta E_{el} \approx 2 \cdot F_{el} \cdot [E_{el}(2030) - E_{el}(2011)] \quad [V4]$$

Reduksjonen i det fossile energiforbruket,  $\Delta E_{f,el}$ , blir.

$$\Delta E_{f,el} \approx 3 \cdot F_{el} \cdot [E_{el}(2030) - E_{el}(2011)] \quad [V4]$$

hvor  $\Delta E_{el}$  er total netto energieffektivisering i 2030 som følge av økt andel elbiler til  $F_{el}$ .  $E_{el}(2030)$  og  $E_{el}(2011)$  er elbilenes totale energiforbruk i henholdsvis 2030 og 2011. Det gir en reduksjon i det fossile energiforbruket på ca. 15 TWh, og det *totale* forbruket med ca. 10 TWh, forutsatt dagens kjørelengde og folketall.

<sup>22</sup>  $0,85 \times (41,3) \times 45/140 \approx 11$

<sup>23</sup> 1 l bensin  $\approx 9,1$  kWh; 1 l diesel  $\approx 10,1$  kWh

Det forutsettes, som nevnt, at total kjørelengde i veitrafikken som helhet, for alle kjøretøy, øker med 15 % i 2030 i forhold til dagens, som gir økt årlig forbruk på  $\Delta E_{km} \approx 4 \text{ TWh}^{24}$ .

Dette gir da en netto nedgang i det totale energiforbruket i veitrafikken på  $\Delta E_v \approx \Delta E_t + \Delta E_{el} - \Delta E_{km} \approx 8 + 10 - 4 = 14 \text{ TWh}$  i 2030, basert på dagens folketall.

For resten av transportsektoren, utenom vei- og banetrafikken, forutsettes energiforbruket per person konstant mot 2030. Det forutsettes, som nevnt, en relativt beskjeden overgang fra vei til bane, totalt  $E_b \approx 2 \text{ TWh/år}$  i 2030. Utviklingen fremover avhenger imidlertid av flere faktorer, som fornybarandel og banetransportens andel. Sistnevnte forventes i følge IEA Nordic ETP [30] relativt uforandret, og øker bare med 1,3 TWh/år i dette scenariet.

Det gir med ovennevnte forutsetninger, og  $\Delta E_k + \Delta E_l \approx 0$ , en netto årlig nedgang i det totale energiforbruket i transportsektoren på anslagsvis 14 TWh i scenario 1 i 2030, i henhold til [V1]. Alle korrekasjoner for befolkningsvekst foretas i kap.5.5.

<sup>24</sup>  $(41,3 - 10 \cdot 8) \times 0,15 \approx 4 \text{ TWh/år}$

## Vedlegg 2: Tabeller

**Tabell 1.0:** Sektorvis energiforbruk og tilgang fordelt på kilder  
(SSB Data 2011, revidert 6. 12.2013 [8]; TWh/år)

	Totalt	Elkraft	Bio	Fjernvarme	Fornybar	Fossil
<b>Totalt (netto)</b>	<b>216</b>	<b>107,5</b>	<b>14,5</b>	<b>4</b>	<b>126</b>	<b>90</b>
Transport	57	0,7	1,3	0	2	55
Andre næringer	44	28	0,3	2,7	31	13
Hushold	46	36	7,3	0,8	44	1,8
Industri & B	69	43	5,5	0,4	49	20
<b>Totalt (netto)</b>	<b>216</b>	<b>107,5</b>	<b>14,5</b>	<b>4</b>	<b>126</b>	<b>90</b>
Energi til råstoff	22	0	0	0	0	22
Totalt m råstoff	238	107,5	14,5	4	126	112
Bruk i energinæringer	59,5	8,5	0	1	9,5	50
Svinn	10	8		1	9	1
Statistiske feil	10	0	0		0	10
Netto eksport	3	3			3	
<b>Netto energitilgang</b>	<b>320,5</b>	<b>127<sup>4</sup></b>	<b>14,5</b>	<b>6<sup>5</sup></b>	<b>147,5</b>	<b>173</b>
Energitransformasjon	-1,4	+4,1 <sup>6</sup>	-4,9	+6	+5,2	-3,8
<b>Netto energitilgang</b>	<b>321,9</b>	<b>122,8</b>	<b>19,5<sup>3</sup></b>	<b>0</b>	<b>142,3</b>	<b>177</b>

<sup>1</sup> Etter energiomvandling (transformasjon)

<sup>2</sup> Før energiomvandling, inkl. 3 TWh netto eksport og 1,4 TWh forbruk til energiomvandling

<sup>3</sup> Inklusive 1 TWh import

<sup>4</sup> Inklusive 4,5 TWh gasskraft, 0,3 TWh fra kombikraftverk og -0,7 TWh til fjernvarmeproduksjon

<sup>5</sup> Inklusive 4,4 TWh bioenergi, 0,4 TWh elkraft og 1,2 TWh fossil energi

<sup>6</sup> Inklusive -0,7 TWh elforbruk



**Tabell 1.1: Sektorvis energiforbruk fordelt på kilder**  
(Scenario 1; TWh/år netto)

	Totalt	Elkraft	Bio	Fjernvarme	Fornybar	Fossil	Kraft- overskudd
Transport	48	7	7	0	14	34	
Andre næringer	38	27	2	4	33	5	
Hushold	44	32	8	3	43	1	
Industri&Berg	65	39	6	3	48	17	
<b>Totalt</b>	<b>195</b>	<b>105+20<sup>1</sup></b>	<b>23</b>	<b>10</b>	<b>138</b>	<b>57</b>	<b>50</b>
<b>SSB2011</b>	<b>216</b>	<b>108+16</b>	<b>14,5</b>	<b>4</b>	<b>126</b>	<b>90</b>	<b>3</b>

<sup>1</sup> Nett-tap (10 TWh), kraftforbruk i energiproduserende næringer og energiomvandling (kjeler, pumpekraft, oljeutvinning, etc., uendret på 10 TWh), totalt 20 TWh

**Tabell 1.2: Sektorvis energiforbruk fordelt på kilder**  
(Scenario 2; TWh/år netto)

	Totalt	Elkraft	Bio	Fjernvarme	Fornybar	Fossil	Kraft- overskudd
Transport	36	9 <sup>2</sup>	7	0	16	20	
Andre næringer	31	24	2	4	30	1	
Hushold	35	23	8	3	34	1	
Industri&Berg	58	36	6	3	45	13	
<b>Totalt</b>	<b>160</b>	<b>92+20<sup>1</sup></b>	<b>23</b>	<b>10</b>	<b>125</b>	<b>35</b>	<b>53</b>

<sup>1</sup> Nett-tap (10 TWh), kraftforbruk i energiproduserende næringer og energiomvandling (kjeler, pumpekraft, oljeutvinning, etc., uendret 10 TWh), totalt 20 TWh

<sup>2</sup> Inkluderer 1,5 TWh hydrogen og 2 TWh bane

**Tabell 1.3: Sektorvis energiforbruk fordelt på kilder  
(Scenario 3; TWh/år netto)**

	Totalt	Elkraft	Bio	Fjernvarme	Fornybar	Fossil	Kraft- overskudd
Transport	48	5	7	0	12	36	
Andre nær	40	30	1	4	35	5	
Hushold	45	34	8	2	44	1	
Industri & Berg	52	35	4	2	41	11	
<b>Totalt</b>	<b>185</b>	<b>104+20<sup>1</sup></b>	<b>20</b>	<b>8</b>	<b>132</b>	<b>53</b>	<b>31</b>

<sup>1</sup> Nett-tap (10 TWh), kraftforbruk i energiproduserende næringer og energiomvandling (kjeler, pumpekraft, oljeutvinning, etc., uendret på 10 TWh), totalt 20 TWh

**Tabell 2.1: Sektorvis energieffektivisering fordelt på kilder  
(Scenario 1; TWh/år netto)**

	Totalt <sup>1</sup>	Bygg & varme				Veitrafikk	Prosess- varme	Annet	Fossil- kutt	Totalt <sup>2</sup>
		VPu	Kli	Sol	Tot					
Transport	14					10		4	21	9
Andre nær	10	(3	2)		10				8	6
Hushold	7	(2	1)		7				0,8	2
Industri&Berg	4						3	1	3	4
<b>Totalt</b>	<b>35</b>	<b>(5</b>	<b>3)</b>		<b>17</b>	<b>10</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>32</b>	<b>21</b>

<sup>1</sup> Energieffektivisering i 2030, basert på dagens folketall (2011)

<sup>2</sup> Energieffektivisering i 2030, korrigert for økt folketall

**Tabell 2.2: Sektorvis energieffektivisering fordelt på kilder**  
(Scenario 2; TWh/år netto)

	Totalt <sup>1</sup>	Bygg & varme				Veitrafikk	Prosess- Varme	Annet	Fossil- Kutt	Totalt <sup>2</sup>
		VPu	Kli	Sol	Tot					
Transport	27					25		2	35	21
Andre nær	17	(5	2	1)	17				12	13
Hushold	16	(5	1	2)	16				1	11
Industri & Berg	11	(1)			1		5	5	7	11
<b>Totalt</b>	<b>71</b>	<b>(11</b>	<b>3</b>	<b>3)</b>	<b>34</b>	<b>25</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>55</b>	<b>56</b>

<sup>1</sup> Energieffektivisering i 2030, basert på dagens folketall (2011)

<sup>2</sup> Energieffektivisering i 2030, korrigert for økt folketall

**Tabell 2.3: Sektorvis energieffektivisering fordelt på kilder**  
(Scenario 3; TWh/år netto)

	Totalt <sup>1</sup>	Bygg & varme				Veitrafikk	Prosess- Varme	Annet	Fossil- Kutt	Totalt <sup>2</sup>
		VPu	Kli	Sol	Tot					
Transport	15					15			19	9
Andre nær	8				8				8	4
Hushold	4				4				1	1
Industri & Berg	17						2	15	9	17
<b>Totalt</b>	<b>44</b>	<b>(3</b>	<b>3)</b>		<b>12</b>	<b>15</b>	<b>2</b>	<b>15</b>	<b>37</b>	<b>31</b>

<sup>1</sup> Energieffektivisering i 2030 basert på dagens folketall (2011)

<sup>2</sup> Energieffektivisering i 2030, korrigert for økt folketall

**Tabell 3:** Energiproduksjon til innenlands forbruk og eksport fordelt på kilder (TWh)

	Totalt		Elkraft		Bio	Fjernvarme	Fornybar netto	Fossil	Kraft- overskudd
	(Netto)	Brutto	Netto	Nettap					
<b>SSB 2011</b>	219	127	110,5 <sup>1</sup>	8	14,5	4	125	90	3
<b>Scenario 1</b>	255	175 <sup>2</sup>	165 <sup>2</sup>	10	23	10	188	57	50
<b>Scenario 2</b>	223	165 <sup>2</sup>	155 <sup>2</sup>	10	23	10	178	35	53
<b>Scenario 3</b>	226	155 <sup>3</sup>	145 <sup>3</sup>	10	20	8	168	53	31

<sup>1</sup>Inklusive 4,1 TWh/år gasskraft (netto);

<sup>2</sup>Inklusive 10 TWh/år gasskraft med CCS;

<sup>3</sup>Inklusive 5TWh/år gasskraft med CCS

**Tabell 3.1** Økt vannkraftproduksjon fordelt på kilder for alle scenarier (TWh/år)

	Totalt		Økning Brutto	Småkraft	Oppgra- dering	Store anlegg	Pumpe- kraft	Klima
	(Brutto)	Netto						
<b>Scenario 1</b>	160	150	30	10	5	5	5	5
<b>Scenario 2</b>	150	140	20	8	5	3	0	4
<b>Scenario 3</b>	145	135	15	7	4	0	0	4
<b>Konsesjonssøkt</b>			13,6(18 <sup>1</sup> )	7,5	1,7	4,4	-	-
<b>Potensial<sup>2</sup></b>			34-44 <sup>3</sup>	16-25	7-15	7	>16 <sup>4</sup>	14-4 <sup>5</sup>

<sup>1</sup>Inklusive nye anlegg eller innvilget (4,6TWh) pr. 1.1.2013 NVE[23];

<sup>2</sup>NVE[7];

<sup>3</sup>Ikke vernet, ekskl. pumpekraft, NVE [7] (ca. 50 TWh vernet i tillegg);

<sup>4</sup>Basert på 16 GW fra NVE-studie [41];

<sup>5</sup>[26]

**Tabell 3.2** Innenlands fornybar energiproduksjon for alle scenarier<sup>1</sup>  
(TWh/år)

Fornybar	Elektrisk kraft					Bio	Fjernvarme	Sol <sup>5</sup>	Varme-pumpe <sup>4</sup>
	<i>Totalt</i> <sup>2</sup>	<i>Totalt</i>		<i>Vannkraft</i> <sup>3</sup>	<i>Vind</i>				
	Brutto	Brutto	Netto	Tap	Brutto	Brutto			
<b>SSB 2011</b>	141	123	115	8	121,5	1,3	14,5	4	5
<b>Scenario 1</b>	198	165	155	10	160	5	23	10	10
<b>Scenario 2</b>	188	155	145	10	150	5	23	10	3
<b>Scenario 3</b>	178	150	140	10	145	5	20	8	8

<sup>1</sup> Eksklusive gasskraft og varmepumper;<sup>2</sup> Brutto produksjon, inklusive krafteksport<sup>3</sup> Vannkraftscenariene baseres på NVEs middelårsproduksjon pr 1.1.2013 på 130 TWh<sup>4</sup> Varmepumper (netto) er ikke inkludert i fornybar produksjon, men som energieffektivisering<sup>5</sup> Solfangere, ikke inkludert i fornybar produksjon, men som energieffektivisering**Tabell 4** Innenlands energiforbruk fordelt på kilder for alle scenarier  
(TWh/år)

	Totalt		Elkraft	Bio	Fjernvarme <sup>4</sup>	Fornybar	Fossil	Kraft-overskudd
	Brutto <sup>3</sup>	Netto <sup>2</sup>						Netto
<b>SSB 2011</b>	232	216	107,5+16,3	14,5 <sup>4</sup>	4 <sup>5</sup>	126	90	3
<b>Scenario 1</b>	215	195	105+20 <sup>1</sup>	23	10	138	57	50
<b>Scenario 2</b>	180	160	92+20 <sup>1</sup>	23	10	125	35	53
<b>Scenario 3</b>	205	185	104+20 <sup>1</sup>	20	8	132	53	31

<sup>1</sup> Nett-tap, kraftforbruk i energiproduserende næringer og energiomvandling, totalt 20 TWh/år<sup>2</sup> Eksklusive varmepumper, nett-tap, kraftforbruk i energiproduserende næringer og energi-omvandling (totalt ca. 20 TWh/år)<sup>3</sup> Inklusive nett-tap, kraftforbruk, etc., som ovenfor, eksklusive varmepumper og solvarme<sup>4</sup> Eksklusive import av bioenergi (1 TWh netto i 2011)<sup>5</sup> Eksklusive nett-tap, svinn, etc. (2,2 TWh i 2011)

**Tabell 5** Data for beregning av fornybarandel for alle scenarier<sup>1</sup>  
(TWh/år)

	Energi- forbruk	Elkraft <sup>3</sup>	Bio	VP <sup>4</sup>	Sol	Fornybar <sup>2</sup>	Fossil	Overskudd	Fornybarandel
	Brutto <sup>2</sup>	Brutto	Brutto	Brutto	Netto	Brutto	Brutto	Netto	(%)
<b>SSB 2011</b>	233	123	18,5	5+3		151	90	3	65
<b>Scenario 1</b>	225	125	33	10+5		173	57	50	77
<b>Scenario 2</b>	193	112	33	10+5	3	163	35	53	85
<b>Scenario 3</b>	213	124	28	8+4		164	53	31	77

<sup>1</sup> I henhold til SSBs beregningsmodell og forutsetninger [42]

<sup>2</sup> Total sluttbruk av fornybar energi (inklusive varmepumper (netto), sol, svinn, eksklusive eksport)

<sup>3</sup> Kun brutto fornybar, inklusive nett-tap, kraftforbruk i energiproduiserende næringer og energi-omvandling, totalt ca. 20 TWh, eksklusive gasskraft med CCS, varmepumper og eksport

<sup>4</sup> Varmepumper; netto + kraft til produksjon (3,5,5,4 TWh for henholdsvis SSB 2011 og scenariene 1-3)



**Design:** Millimeterpress / Sara Nygaard

**ISBN: 978-82-999565-1-2**